รายงานฉบับสมบูรณ์



ตุลาคม 2550

เล่มที่ 1

โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทย

โดย

เสนอ

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการ

การวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทย

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

โดย

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

ตุลาคม 2550

คณะทำงาน

ประธานอำนวยการโครงการ

ศาสตราจารย์ ดร.นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)

ผู้อำนวยการโครงการ

รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต ฟุ้งธรรมสาร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ผู้ช่วยผู้อำนวยการโครงการ

รองศาสตราจารย์ ดร.สุวิทย์ เตีย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.อภิชิต เทอดโยธิน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จำนง สรพิพัฒน์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รองศาสตราจารย์ ดร.สิรินทรเทพ เต้าประยูร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

ผู้จัดการโครงการ

นายสุวัจชัย เป้าประยูร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายอาทิตย์ ทิพย์พิชัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายณัฐพงษ์ ชยวัฑโฒ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

ผู้ช่วยผู้จัดการโครงการ

นางสาวมัทนพรรณ จิ๋วเจียม	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

ฝ่ายเลขานุการและสนับสนุนงานด้านเทคนิค

นายสมหมาย ผลอำนวยสุข	สถาบันนานาชาติเพื่อการประหยัดพลังงาน (IIEC)
นางสาวสิริกุล ประสิทธิ์เพียรชัย	สถาบันนานาชาติเพื่อการประหยัดพลังงาน (IIEC)

เจ้าหน้าที่การเงินและธุรการ

นายศุวิล โสภิสเขื่อนขัณฑ์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

ที่ปรึกษาโครงการ

ดร.กฤษณพงศ์ กีรติกร	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ดร.พิเชฐ ดุรงคเวโรจน์	ศูนย์นวัตกรรมนโยบาย สำนักวิจัยและบริการวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
นายชาย ชีวเกตุ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.
นายสุเมธ ท่านเจริญ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.
Dr.-Ing. Axel Friedrich	Federal Environment Agency, Germany
Dr. Chris Greacen	Palang Thai Foundation
Prof. Dr.-Ing. Christoph Menke	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม, University of Applied Sciences Trier, Germany
Prof. Dr. Dusan Gvozdenac	University of Novi-Sad, Serbia & Montenegro
Prof. Dr. Pierre Joulain	CNRS Laboratoire de Combustion et Detonique, France
Dipl.-Ing. Detlef Loy	Loy Energy Consulting, Berlin, Germany
Mr. Stuart John Major	ผู้เชี่ยวชาญอิสระด้านก๊าซธรรมชาติ ประเทศออสเตรเลีย
Dr. Charlie Heaps	Stockholm Energy Institute, Boston, USA
Mr. Uwe Fritsche	Oeko Institute, Damstardt, Germany
Dr. Peter du Pont	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม, Eco-Asia (USAID)

คณะนักวิจัย

การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

รศ.ดร.สรวิศ นฤปิติ	หัวหน้านักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
นายปิติ โรจน์วรรณสินธุ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
นายสุรชัย สถิตคุณารัตน์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.นวดล เหล่าศิริพจน์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายธิบดินทร์ แสงสว่าง	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะพลังงานและวัสดุ มจธ.

การประเมินศักยภาพและเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

รศ.ดร.อภิชิต เทอดโยธิน	หัวหน้าโครงการ	คณะพลังงานและวัสดุ มจธ.
นายณัฐวุฒิ เลาหะกาญจนศิริ	วิศวกรโครงการ	กลุ่มงานวิจัยเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน มจธ.
นายวรุต ยุทธชัย	วิศวกรโครงการ	กลุ่มงานวิจัยเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน มจธ.
นางสาวณัฐธิชา มะโน	วิศวกรโครงการ	กลุ่มงานวิจัยเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน มจธ.
นางสาวเกศินี คำวิชัย	ผู้ประสานงาน	กลุ่มงานวิจัยเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน มจธ.

การประเมินศักยภาพและเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์

ศ.ดร.สุรพงษ์ จิระรัตนานนท์	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย (AIT)
ผศ.กูสกานา กูบาฮา	นักวิจัย	คณะพลังงานและวัสดุ มจธ.

การประเมินศักยภาพและเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคบ้านพักอาศัย

ดร.พัฒเนะ รักความสุข	หัวหน้าโครงการ	คณะพลังงานและวัสดุ มจธ.
ดร.อัจฉราวรรณ จุฑารัตน์	นักวิจัย	คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์และการออกแบบ มจธ.
ดร.จรรยาพร จุลตามระ	นักวิจัย	คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์และการออกแบบ มจธ.
นางสาวปิยะวรา ภักดีผล	นักวิจัย	คณะพลังงานและวัสดุ มจธ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า

รศ.ดร.สุวิทย์ เตีย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ผศ.ดร.สาวิตรี การีเวทย์	รองหัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.นคร วรสุวรรณรักษ์	ผู้ช่วยหัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจิระพันธุ์ เนื่องจากนิล	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายสุรพงษ์ คล้ายมุข	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายชัยเวท ริมเขต	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายอนุสรณ์ รัตนะธนโอภาส	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวอรนัท ปฐพีจำรัสวงศ์	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายภานุวัฒน์ อุสาห์เพียร	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายวีรพงศ์ พงษ์หิรัญเจริญ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวศันสนีย์ แสนศิริพันธุ์	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายชาญชัย พัสระ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายสุรเชษฐ์ เสมอใจ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

การประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล

ผศ.ดร.สุธรรม ปทุมสวัสดิ์	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.
ดร.สุนีรัตน์ พิพัฒน์มโนมัย	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ

ดร.อรรณพ นพรัตน์	หัวหน้าโครงการ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ดร.วรินธร สงคศิริ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวนันทิยา เปปะตัง	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวจงกล พูนทวี	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายประทิน กุลละวณิชย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

การประเมินเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวล

รศ.ดร.ภาวิณี ชัยประเสริฐ	หัวหน้าโครงการ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ดร.อรรณพ นพรัตน์	วิศวกรวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ดร.วรินธร สงคศิริ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวนันทิยา เปปะตัง	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายประทิน กุลละวณิชย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การประเมินศักยภาพ / เทคโนโลยีของขยะเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า

รศ.ดร.สมรัฐ เกิดสุวรรณ	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.
ผศ.ดร.สุธรรม ปทุมสวัสดิ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.
ผศ.ดร.กนกศักดิ์ เอี่ยมโอภาส	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มก.

การประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล

รศ.ดร.กล้าณรงค์ ศรีรอต	หัวหน้าโครงการ	สถาบันค้นคว้าและพัฒนาผลิตผล ทางการเกษตรและอุตสาหกรรมเกษตร
ผศ.ดร.วิจารณ์ วิชชุกิจ	นักวิจัย	คณะเกษตร มก.
ศ.ดร.เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์	นักวิจัย	คณะเกษตร มก.
รศ.สมพร อิศวิลานนท์	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มก.
รศ.ดร.เอ็จ สโรบล	นักวิจัย	คณะเกษตร มก.

การประเมินเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลจากชีวมวล

ดร.บุณยพัต สุภานิช	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.

การประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล

รศ.ดร.เอ็จ สโรบล	หัวหน้าโครงการ	คณะเกษตร มก.
รศ.ดร.กล้าณรงค์ ศรีรอต	นักวิจัย	สถาบันค้นคว้าและพัฒนาผลิตผล ทางการเกษตรและอุตสาหกรรมเกษตร
ศ.ดร.เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์	นักวิจัย	คณะเกษตร มก.
รศ.สมพร อิศวิลานนท์	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มก.
ผศ.ดร.วิจารณ์ วิชชุกิจ	นักวิจัย	คณะเกษตร มก.

การประเมินเทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซลจากชีวมวล

รศ.ดร.ชาคริต ทองอุไร	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มอ.
รศ.ดร.สัณห์ชัย กลิ่นพิกุล	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มอ.
ดร.สุธรรม สุขมณี	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มอ.
นางสาวสิริรัตน์ พึ่งชมภู	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มอ.
นางสาวพัชรา ศุกลรัตน์	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มอ.

การประเมินศักยภาพพลังน้ำขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้า

รศ.ดร.ชัยยุทธ ชินณะราศรี	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การประเมินเทคโนโลยีการไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก

ผศ.ดร.อุดมเกียรติ นนทแก้ว	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.
ดร.ยอดชาย เตียเปี้น	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มก.
ดร.วิทวัส ผ่องญาติ	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.

การประเมินศักยภาพพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้า

ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นางสาวปิยธิดา ไตรนุรักษ์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การประเมินเทคโนโลยีการไฟฟ้าจากพลังงานลม

ผศ.ดร.อุดมเกียรติ นนทแก้ว	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.
ดร.จารุรัตน์ อู่สิงห์สวัสดิ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.
อาจารย์คทาเทพ สวัสดิพิศาล	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.

การประเมินศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ และการประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนจากแสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิสูง

รศ.ดร.เสริม จันทร์ฉาย	หัวหน้าโครงการ	คณะวิทยาศาสตร์ มศก.
อาจารย์สุมามาลย์ บันเทิง	นักวิจัย	คณะวิทยาศาสตร์ มศก.

การประเมินเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

รศ.ดร.กรกฎ วัฒนวิเชียร	หัวหน้าโครงการ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ดร.ธีรยุทธ์ เจนวิทยา	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายกิตติ ผิวขาว	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายเอกชัย พักไพโรจน์	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

การประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนจากแสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิต่ำ

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นายเผชิญ จันทร์สา	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นายจรรยาวุธ เอ็งสุวรรณ	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นายยอด สุขะมงคล	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นายภาสกร ศรีศาสตรา	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นางสาวสุดาภรณ์ ฉุ้งลู้	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นางสาวช่อทิพย์ ศิวพรอนันต์	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การประเมินศักยภาพและเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

Prof. Dr.-Ing. Christoph Menk	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.ปุมยศ วัลลิกุล		คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจพ.

การศึกษาความต้องการทรัพยากรมนุษย์และการจัดทำแผนพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงาน: กรณีพลังงานหมุนเวียนและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

ดร.ศศิธร สุวรรณเทพ	หัวหน้าโครงการ	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
อาจารย์ชลารัตน์ ชัยสิทธิ์	นักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
ดร.วรรณา เต็มสิริพจน์	นักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
ดร.พรเลิศ อาภานุฑัต	นักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
นายศุเรนทร์ ฐปนางกูร	นักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
อาจารย์เฉลิมศักดิ์ บุญนำ	นักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
นายประวิทย์ แพทยกุล	นักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
นายวิทยากร เทพสุริวงศ์	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.
นายเฉลิมวิทย์ ไกรขาว	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะศิลปศาสตร์ มจธ.

การศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์เพื่อจัดทำมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน

(Externality costs และ Feed-in tariff)

รศ.ดร.พงศา พรชัยวิเศษกุล	หัวหน้าโครงการ	คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาฯ
รศ.ดร.อดิศร์ อิศรางกูร ณ อยุธยา	นักวิจัย	คณะพัฒนาการเศรษฐกิจ NIDA
ดร.ชโลทร แก่นสันติสุขมงคล	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มธ.

Energy Input-Output Analysis

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
รศ.วารุณี เตีย	หัวหน้าโครงการ	คณะพลังงานและวัสดุ มจธ.
ดร.ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา

การวิเคราะห์อุปสงค์และอุปทานพลังงาน โดยวิธีการวางแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นางสาวพิมพ์พร ชาวสวนเจริญ	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
Mr. Martin Schmitt	ผู้ช่วยนักวิจัย	Offenburn, Germany
Dr. Tira Foran	ผู้ช่วยนักวิจัย	IUCN
นายพนม ปริญญา	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

สารบัญ

คณะทำงาน.....ii
ที่ปรึกษาโครงการ.....iii
คณะนักวิจัย.....iv
สารบัญ.....ix
บทที่ 1 บทนำ..... 1-1
1.1 หลักการและเหตุผล 1-1
1.2 วัตถุประสงค์และเป้าหมาย 1-2
1.3 ขอบเขตการศึกษา 1-4
1.3.1 ด้านพลังงานหมุนเวียน..... 1-5
1.3.2 ด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... 1-6
1.3.3 การประเมินผลกระทบในระยะยาว (ขอบเขตในการศึกษาที่เพิ่มเติมตามคำแนะนำของคณะกรรมการกำกับทิศทาง) 1-6
1.4 ระเบียบวิธีวิจัย 1-7
1.4.1 การศึกษาศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน..... 1-7
1.4.2 การประเมินศักยภาพของการประหยัดและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... 1-8
1.4.3 การประเมินเทคโนโลยีพลังงาน..... 1-8
1.4.4 การประเมินผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม ในภาพรวมของประเทศ..... 1-9
1.4.5 การพัฒนาแผนงานวิจัยและพัฒนา..... 1-9
1.4.6 การพัฒนาแผนพัฒนาทรัพยากรมนุษย์..... 1-10
1.4.7 การพัฒนาข้อเสนอมาตรการเชิงนโยบาย 1-10
1.5 แผนการบริหารโครงการ 1-11
บทที่ 2 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน..... 2-1
สรุปสาระสำคัญ (Key Findings) 2-1
2.1 คำนำ 2-4
2.2 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล 2-4
2.2.1 มันสำปะหลัง 2-4
2.2.2 อ้อย 2-7
2.2.3 เศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร..... 2-8

2.2.4 สรุปศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล 2-9
2.3 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล 2-9
2.3.1 ปาล์มน้ำมัน 2-9
2.3.2 สบู่ดำ 2-13
2.3.3 มะพร้าว 2-14
2.3.4 น้ำมันพืชใช้แล้ว 2-15
2.3.5 สรุปศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล 2-16
2.4 การประเมินศักยภาพชีวมวลเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า 2-17
2.4.1 เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร 2-17
2.4.2 เศษวัสดุจากอุตสาหกรรมแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์ 2-22
2.4.3 ชีวมวลจากไม้โตเร็ว 2-25
2.4.4 สรุปศักยภาพชีวมวลในการผลิตความร้อนและไฟฟ้า 2-26
2.5 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวลเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ 2-26
2.5.1 ของเสียจากฟาร์มปศุสัตว์ 2-27
2.5.2 น้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรและอาหาร 2-28
2.5.3 กากมันจากโรงแป้งมันสำปะหลัง 2-29
2.5.4 สรุปศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ 2-30
2.6 การประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานจากขยะ 2-31
2.6.1 ปริมาณขยะ 2-31
2.6.2 การประเมินศักยภาพสูงสุด 2-32
2.6.3 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค 2-33
2.6.4 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ 2-35
2.6.5 สรุปศักยภาพขยะชุมชนในการผลิตไฟฟ้า 2-39
2.7 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังน้ำขนาดเล็ก 2-39
2.7.1 ข้อมูลแหล่งน้ำ 2-39
2.7.2 ภาพรวมกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งประเทศในปัจจุบัน 2-40
2.7.3 การประเมินศักภาพเชิงเทคนิคของพลังงานขนาดเล็ก 2-40
2.7.4 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ 2-41
2.7.5 สรุปศักยภาพพลังน้ำในการผลิตไฟฟ้า 2-43
2.8 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานลม 2-43
2.8.1 การสอบทวนข้อมูลความเร็วลมของประเทศ 2-43
2.8.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค 2-44

2.8.3 สรุปศักยภาพพลังงานลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า 2-45
2.9 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ 2-46
2.9.1 การประเมินความเข้มพลังงานแสงอาทิตย์ 2-46
2.9.2 การใช้ประโยชน์พลังงานแสงอาทิตย์ 2-51
2.9.3 สรุปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ 2-53
2.10 สรุปผลการประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน 2-54
2.11 การจัดลำดับความสำคัญของแหล่งพลังงานหมุนเวียน 2-56
2.11.1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญ 2-56
2.11.2 ผลการจัดลำดับความสำคัญ 2-57
เอกสารอ้างอิง (ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก) 2-60
บทที่ 3 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพการประหยัดพลังงาน 3-1
สรุปสาระสำคัญ (Key Findings) 3-1
3.1 คำนำ 3-3
3.2 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคการขนส่ง 3-4
3.2.1 การบังคับใช้มาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง 3-4
3.2.2 มาตรการทางภาษี 3-9
3.2.3 มาตรการการจัดการอุปสงค์ของการขนส่ง (Travel Demand Management หรือ TDM) 3-12
3.2.4 การส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด (Hybrid) 3-15
3.2.5 การใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ NGV 3-19
3.2.6 สรุปผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานและการทดแทนพลังงานในภาคการขนส่งทางถนน 3-23
3.3 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านพักอาศัย 3-26
3.3.1 การใช้เตาประสิทธิภาพสูง 3-26
3.3.2 การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน 3-28
3.3.3 การปรับปรุงสมรรถนะของตัวอาคาร 3-31
3.3.4 สรุปศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านอยู่อาศัย 3-32
3.4 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์ 3-33
3.4.1 หลักเกณฑ์การประเมินศักยภาพ 3-33
3.4.2 ผลการประเมินศักยภาพกรณีใช้ Building code 3-35
3.4.3 ผลการประเมินศักยภาพกรณีใช้อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน (Efficient Case) 3-36
3.4.4 สรุปผลการประเมินศักยภาพ 3-36

3.5 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม 3-36
3.5.1 ระเบียบวิธีการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม 3-37
3.5.2 ผลการประเมินศักยภาพ 3-38
3.6 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ (CHP) 3-42
3.6.1 ปัจจัยสนับสนุนการใช้ระบบ CHP กับอาคารและอุตสาหกรรม 3-42
3.6.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค 3-43
3.6.3 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ 3-47
3.6.4 สรุปภาพรวมการประเมินศักยภาพของระบบ CHP 3-49
3.7 สรุปผลการประเมินศักยภาพ 3-49
3.8 การจัดลำดับความสำคัญของมาตรการประหยัดพลังงาน 3-51
3.8.1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญ 3-51
3.8.2 ผลการจัดลำดับความสำคัญ 3-52
เอกสารอ้างอิง (ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก) 3-56
บทที่ 4 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน 4-1
สรุปสาระสำคัญ (Key Findings) 4-1
4.1 คำนำ 4-8
4.2 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตเอทานอล 4-10
4.2.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview) 4-10
4.2.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่าง ๆ 4-13
4.2.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-19
4.2.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี 4-22
4.2.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก 4-25
4.2.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต 4-26
4.3 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซล 4-26
4.3.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview) 4-26
4.3.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่าง ๆ 4-30
4.3.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-38
4.3.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี 4-42
4.3.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก 4-45
4.3.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต 4-46

4.4 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล 4-47
4.4.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview)..... 4-47
4.4.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่าง ๆ 4-51
4.4.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-55
4.4.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี..... 4-57
4.4.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก..... 4-60
4.4.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต..... 4-61
4.5 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ 4-62
4.5.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)..... 4-62
4.5.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 4-66
4.5.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-67
4.5.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี..... 4-67
4.5.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก..... 4-73
4.5.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต..... 4-74
4.6 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากขยะ 4-77
4.6.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology Overview)..... 4-77
4.6.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 4-79
4.6.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-82
4.6.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี..... 4-83
4.6.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก..... 4-85
4.6.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต..... 4-85
4.7 ผลการประเมินเทคโนโลยีพลังน้ำขนาดเล็ก 4-89
4.7.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology Overview)..... 4-89
4.7.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 4-89
4.7.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-96
4.7.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี..... 4-113
4.8 ผลการประเมินเทคโนโลยีพลังงานลม..... 4-116
4.8.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview)..... 4-116
4.8.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 4-116
4.8.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-125
4.8.4 ประสบการณ์การใช้เทคโนโลยีพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย . 4-130
4.8.5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี..... 4-131

4.9 ผลการประเมินเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ 4-135
4.9.1 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) 4-135
4.9.2 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนอุณหภูมิสูงด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (Concentrating Solar Power - CSP) 4-147
4.9.3 เทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ (Low Temperature Solar Thermal) 4-155
4.10 การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในภาพรวม 4-163
เอกสารอ้างอิง (ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก) 4-166
บทที่ 5 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการประหยัดพลังงาน 5-1
สรุปสาระสำคัญ (Key Findings) 5-1
5.1 คำนำ 5-4
5.2 การประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคการขนส่ง 5-6
5.2.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview) 5-6
5.2.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 5-9
5.2.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 5-14
5.2.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี 5-18
5.2.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก 5-24
5.3 การประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์และบ้านพักอาศัย 5-27
5.3.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview) 5-27
5.3.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 5-27
5.3.3 ข้อพิจารณาทางศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 5-29
5.3.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี 5-31
5.3.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก 5-34
5.4 ผลการประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานภาคอุตสาหกรรม 5-35
5.4.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview) 5-35
5.4.2 ข้อดีข้อเสียของการอนุรักษ์พลังงานในอุปกรณ์พื้นฐานประเภทต่างๆ 5-68
5.4.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงการตลาด 5-68
5.4.4 ลำดับความสำคัญของอุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้กันในโรงงานอุตสาหกรรม 5-71
5.4.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก 5-72
5.4.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในการผลิต 5-73

5.5 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า/ความร้อนร่วม (CHP) โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ 5-74
5.5.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview) 5-74
5.5.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 5-77
5.5.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 5-80
5.5.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี 5-83
5.5.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก 5-84
5.5.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต 5-84
เอกสารอ้างอิง (ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก) 5-89
ภาคผนวก
ก. พลังงานจากชีวมวลและขยะ
ก.1 ชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล
ก.1.1 การประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล
ก.1.2 การประเมินเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลจากผลผลิตทางการเกษตร
ก.2 ชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล
ก.2.1 การประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล
ก.2.2 การประเมินเทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซลจากพืชน้ำมัน
ก.3 วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร
ก.3.1 การประเมินศักยภาพปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร วัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมไม้แปรรูปและเฟอร์นิเจอร์ และการปลูกไม้โตเร็วเพื่อผลิตพลังงานความร้อนหรือ/และไฟฟ้าภายในประเทศไทย
ก.3.2 การประเมินเทคโนโลยีสำหรับใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงาน
ก.4 ก๊าซชีวภาพ
ก.4.1 การประเมินศักยภาพชีวมวลสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลในประเทศไทย
ก.4.2 การประเมินเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลในประเทศไทย
ก.5 พลังงานจากขยะ
ก.5.1 การประเมินศักยภาพของขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน
ก.5.2 การประเมินเทคโนโลยีของขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน

ข. พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ

ข.1 พลังงานน้ำ

ข.1.1 การประเมินศักยภาพของพลังงานน้ำ

ข.1.2 การประเมินเทคโนโลยีสำหรับพลังงานน้ำขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้า

ข.2 พลังงานลม

ข.2.1 การประเมินศักยภาพของพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ข.2.2 การประเมินเทคโนโลยีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

ข.3 พลังงานแสงอาทิตย์

ข.3.1 การประเมินศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์

ข.3.2 การประเมินเทคโนโลยีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ข.3.3 การประเมินเทคโนโลยีพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แบบความร้อนที่อุณหภูมิสูง

ข.3.4 การประเมินเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เชิงความร้อนที่อุณหภูมิต่ำ

ข.3.4.1 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีเครื่องอบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ข.3.4.2 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีเครื่องทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ข.3.4.3 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีเครื่องสูบน้ำพลังความร้อนแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ข.3.4.4 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีทำความเย็นพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Absorption Cooling Technology) ในประเทศไทย

ข.3.4.5 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีเครื่องยนต์ Stirling ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ค. การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้และการประหยัดพลังงาน

ค.1 อุตสาหกรรม

ค.1.1 โครงการการประเมินศักยภาพและเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพ/การประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

ค.2 อาคารพาณิชย์

ค.2.1 การประเมินศักยภาพและเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพ/การประหยัดพลังงานในอาคารพาณิชย์

ค.3 การขนส่ง

ค.3.1 การประเมินศักยภาพการประหยัดและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคการขนส่ง

ค.3.2 การประเมินเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพและการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

ง. อื่นๆ

ง.1 โครงการศึกษาความต้องการทรัพยากรมนุษย์และการจัดทำแผนพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงาน : กรณีพลังงานหมุนเวียนและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

ง.2 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทย โดยวิธี Energy Input-Output Analysis

ง.3 โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทย (การวิเคราะห์อุปสงค์และอุปทานพลังงานโดยวิธีการวางแผนทางเลือกพลังงานในระยะยาว)

ง.4 Natural Gas Based Cogeneration in Thailand (Potential, Technology and Economical Assessments)

ง.5 การศึกษาต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์เพื่อจัดทำมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (Externality costs และ Feed-in tariff)

สารบัญรูป

บทที่ 1 บทนำ

รูปที่ 1.2-1 กรอบแนวคิดการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพการใช้พลังงานแห่งชาติ 1-3
รูปที่ 1.5-1 ระบบบริหารจัดการโครงการ 1-11

บทที่ 2 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน

รูปที่ 2.2-1 ผลผลิตอ้อยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2544 - 2548.... 2-7
รูปที่ 2.4-1 สัดส่วนวัสดุที่เกิด และการใช้ประโยชน์จากการโค่นไม้ยางพารา 2-22
รูปที่ 2.4-2 สัดส่วนของวัสดุที่เกิดจากการแปรรูปไม้ยางพารา 2-23
รูปที่ 2.6-1 องค์ประกอบขยะชุมชนเฉลี่ยทั่วประเทศไทย (กรมควบคุมมลพิษ 2547) 2-32
รูปที่ 2.9-1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย 2-48
รูปที่ 2.9-2 การกระจายของอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมรายวันเฉลี่ยตลอดปี 2-49

บทที่ 3 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพมาตรการประหยัดพลังงาน

รูปที่ 3.2-1 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้พลังงานในการขนส่งทางถนนในสภาวะปกติกับเมื่อมีการใช้มาตรการฉลากแสดงความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง.... 3-6
รูปที่ 3.2-2 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนนในสภาวะปกติกับเมื่อมีการใช้มาตรการบังคับมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำ 3-8
รูปที่ 3.2-3 การใช้พลังงานในการขนส่งเมื่อมีการใช้มาตรการการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์กับระยะทางที่ใช้เปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ.... 3-10
รูปที่ 3.2-4 การใช้พลังงานในการขนส่งเมื่อมีการใช้มาตรการการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิงเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ 3-12
รูปที่ 3.2-5 ปริมาณการใช้พลังงานในการขนส่งหากมีการใช้มาตรการการการจัดการอุปสงค์การเดินทางเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ.... 3-15
รูปที่ 3.2-6 สัดส่วนจำนวนรถยนต์ไฮบริดใหม่ที่จำหน่ายในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2550-2559 3-17
รูปที่ 3.2-7 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในการขนส่งทางถนนหากมีการใช้รถยนต์ไฮบริด ... 3-18
รูปที่ 3.6-1 กำลังการผลิตไฟฟ้ากับประสิทธิภาพสำหรับเทคโนโลยี CHP แบบต่างๆ.... 3-45
รูปที่ 3.6-2 แผนภูมิแสดงการเปรียบเทียบสมดุลย์พลังงานระหว่างกรณีใช้ CHP กับไม่ใช้ CHP ในอุตสาหกรรม 3-46
รูปที่ 3.6-3 แผนภูมิแสดงการเปรียบเทียบสมดุลย์พลังงานระหว่างกรณีใช้ CHP กับไม่ใช้ CHP ของอาคาร 3-47

บทที่ 4 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

รูปที่ 4.2-1 Bioethanol Technology Overview 4-12
รูปที่ 4.2-2 การเปรียบเทียบเงินลงทุนของโรงงานผลิตเอทานอลที่ใช้เทคโนโลยีจากประเทศต่าง ๆ 4-20
รูปที่ 4.2-3 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณความต้องการ กำลังการผลิต และศักยภาพของวัตถุดิบในการผลิตเอทานอลในสถานการณ์ที่มีการใช้ศักยภาพในด้านต่างๆ อย่างเต็มที่....4-21
รูปที่ 4.3-1 Biodiesel Technology Overview....4-28
รูปที่ 4.3-2 ความสัมพันธ์ของต้นทุนของโรงงานไบโอดีเซลกับปริมาณการผลิตต่อปี....4-38
รูปที่ 4.3-3 ต้นทุนการผลิตของไบโอดีเซลที่ราคาวัตถุดิบและขนาดโรงงานต่าง ๆ....4-39
รูปที่ 4.3-4 ค่า IRR เป็นฟังก์ชั่นกับราคาวัตถุดิบและราคาขายของโรงงานผลิตไบโอดีเซลขนาดต่างๆ....4-41
รูปที่ 4.4-1 เทคโนโลยีการเปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานระบบ (ก) เบดนิ่ง (ข) ฟลูอิดไดซ์เบด และ (ค) ลอยตัว....4-48
รูปที่ 4.4-2 Biomass Technology for Heat and/or Power Overview....4-49
รูปที่ 4.4-3 อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อความร้อนที่ผลิตของระบบ Cogeneration ขนาดต่าง ๆ 4-51
รูปที่ 4.4-4 Plant heat rate ของโรงไฟฟ้าชีวมวล....4-55
รูปที่ 4.4-5 ค่าการลงทุนแต่ละเทคโนโลยีตามขนาดของระบบ....4-56
รูปที่ 4.4-6 ค่าการลงทุนตามขนาดของระบบที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดต่างๆ....4-56
รูปที่ 4.4-7 ราคาต้นทุนไฟฟ้าของแต่ละเทคโนโลยีตามขนาดของระบบ....4-57
รูปที่ 4.5-1 Biogas technology overview....4-64
รูปที่ 4.6-1 MSW Technology for Heat and/or Power Overview....4-78
รูปที่ 4.7-1 สถานะภาพการพัฒนาและใช้งานเทคโนโลยี....4-92
รูปที่ 4.7-2 ต้นทุนค่าติดตั้งของโครงการกังหันน้ำขนาดเล็กต่อ kW เปรียบเทียบระหว่างประเทศกำลังพัฒนาและประเทศพัฒนาแล้ว....4-96
รูปที่ 4.7-3 การผันแปรของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก....4-97
รูปที่ 4.7-4 ผลกระทบของราคารับซื้อไฟฟ้าต่อระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปี 4-105
รูปที่ 4.7-5 ผลกระทบของอัตราส่วนเงินกู้ต่อระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปี 4-105
รูปที่ 4.7-6 ผลกระทบของอัตราดอกเบี้ยต่อระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปี 4-106
รูปที่ 4.7-7 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 40% และอัตราดอกเบี้ย 5% 4-107
รูปที่ 4.7-8 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 40% และอัตราดอกเบี้ย 7% 4-108

รูปที่ 4.7-9 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 40% และอัตราดอกเบี้ย 9% 4-108
รูปที่ 4.7-10 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 50% และอัตราดอกเบี้ย 5 % 4-109
รูปที่ 4.7-11 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 50% และอัตราดอกเบี้ย 7% 4-109
รูปที่ 4.7-12 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 50% และอัตราดอกเบี้ย 9% 4-110
รูปที่ 4.7-13 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 60% และอัตราดอกเบี้ย 5% 4-110
รูปที่ 4.7-14 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 60% และอัตราดอกเบี้ย 7% 4-111
รูปที่ 4.7-15 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 60% และอัตราดอกเบี้ย 9% 4-111
รูปที่ 4.8-1 Wind Technology Overview 4-119
รูปที่ 4.8-2 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อหน่วย เงินกู้ และอัตราดอกเบี้ย
กรณี Capacity factor 15% เงินช่วยเหลือ 0% 4-127
รูปที่ 4.8-3 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 60% อัตราดอกเบี้ย 5% และ Capacity factor 15% 4-129
รูปที่ 4.8-4 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 60% อัตราดอกเบี้ย 7% และ Capacity factor 15% 4-129
รูปที่ 4.8-5 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน
ณ ระดับเงินกู้ 60% อัตราดอกเบี้ย 9% และ Capacity factor 15% 4-130
รูปที่ 4.9-1 ประสิทธิภาพของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ ในปัจจุบัน 4-136
รูปที่ 4.9-2 คาดการณ์ประสิทธิภาพของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ใน 10-15 ปีข้างหน้า 4-136
รูปที่ 4.9-3 Photovoltaic Technology Overview 4-138
รูปที่ 4.9-4 Concentrating Solar Power Technology Overview 4-148
รูปที่ 4.9-5 Low Temperture Solar Thermal Technology Overview 4-156
รูปที่ 4.10-1 การจัดลำดับความสำคัญกับศักยภาพเชิงปริมาณ 4-163

บทที่ 5 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการประหยัดพลังงาน

รูปที่ 5.2-1 ประเภทเทคโนโลยีที่เกี่ยวกับการขนส่งทางรถยนต์ 5-8
รูปที่ 5.4-1 ระบบมอเตอร์ (Motor system) 5-38

รูปที่ 5.4-2 หลักการทำงานของหัวเผาแบบใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์และระบบให้ความร้อนแก่เชื้อเพลิง 5-48
รูปที่ 5.4-3 เตาอุโมงค์ (Tunnel kiln) 5-49
รูปที่ 5.4-4 การจัดวางชิ้นงาน/อิฐบนรถเข็นเพื่อเผาในเตาอุโมงค์ 5-49
รูปที่ 5.4-5 หลักการแยกของเทคโนโลยีเมมเบรน 5-52
รูปที่ 5.4-6 Energy efficient fabric finishing process 5-55
รูปที่ 5.4-7 ระบบ Gasification สำหรับอุตสาหกรรมเคมี 5-59
รูปที่ 5.4-8 ระบบวัฏจักรร่วม black liquor gasification (BLGCC) 5-63
รูปที่ 5.4-9 Steam Injected gas turbined (STIG) 5-65
รูปที่ 5.4-10 กังหันก๊าซขนาดจิ๋ว (Microturbine) 5-67
รูปที่ 5.5-1 ประสิทธิภาพของระบบ CHP เทียบกับระบบดั้งเดิม 5-74
รูปที่ 5.5-2 Natural-Gas Based Combine Heat and Power (CHP) Technology Overview 5-76
รูปที่ 5.5-3 Electrical Power Output versus Efficiency for Different Cogeneration Technologies .. 5-80

สารบัญตาราง

บทที่ 2 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ 2.2-1 การคาดการณ์ผลผลิตมันสำปะหลังในปี 2550-2560 2-6
ตารางที่ 2.2-2 การคาดการณ์ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้จากมันสำปะหลังปี 2550-2560 2-6
ตารางที่ 2.3-1 การคาดการณ์ผลผลิตน้ำมันปาล์มดิบและไบโอดีเซลตามศักยภาพการเพิ่มพื้นที่ปลูกร่วมกับระบบบริหารจัดการสวนปาล์มที่ดี 2-11
ตารางที่ 2.3-2 ความแตกต่างของผลผลิตสบู่ดำตามสภาพการปลูก 2-13
ตารางที่ 2.4-1 ศักยภาพของเศษวัสดุจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตรในการผลิตไฟฟ้า/ความร้อน 2-21
ตารางที่ 2.4-2 การประเมินขนาดโรงไฟฟ้าจากเศษวัสดุอุตสาหกรรมแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์ 2-24
ตารางที่ 2.4-3 การประเมินขนาดโรงไฟฟ้าจากไม้ยูคาลิปตัสที่ปลูกในพื้นที่ป่าเสื่อมโทรม 2-26
ตารางที่ 2.5-1 ศักยภาพการผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพของน้ำเสียสำหรับอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ 2-29
ตารางที่ 2.6-1 การประเมินปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้นจากการคำนวณค่าในอนาคต 2-31
ตารางที่ 2.6-2 ผลการประเมินเทคโนโลยีการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน 2-33
ตารางที่ 2.6-3 การประเมินปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้นในเขตเทศบาลและกรุงเทพมหานคร 2-33
ตารางที่ 2.6-4 การประเมินเชิงเทคนิคการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานตามประเภทเทคโนโลยีที่ใช้ 2-34
ตารางที่ 2.6-5 ผลการประเมินศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบน้อยกว่า 100 ตันต่อวัน 2-36
ตารางที่ 2.6-6 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 101-250 ตันต่อวัน 2-37
ตารางที่ 2.6-7 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 251-500 ตันต่อวัน 2-38
ตารางที่ 2.6-8 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 501-1,000 ตันต่อวัน 2-38
ตารางที่ 2.6-9 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบมากกว่า 1000 ตันต่อวัน 2-38
ตารางที่ 2.6-10 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนโดยภาพรวมของทั้งประเทศปี 2554 2-39

ตารางที่ 2.7-1 สรุปศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำที่ได้จากการศึกษาจำแนกตามขนาดกำลังผลิตตามรายงานของ ศ. ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์ และคณะ 2-41
ตารางที่ 2.7-2 สรุปโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ 2-42
ตารางที่ 2.9-1 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ได้จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์..... 2-50
ตารางที่ 2.9-2 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี 2-51
ตารางที่ 2.9-3 ศักยภาพในการผลิตพลังงานความร้อนและทดแทนการใช้ไฟฟ้าของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในโรงแรมและโรงพยาบาลทั่วประเทศ 2-53
ตารางที่ 2.10-1 Contribution of Renewable Energy to Total Final Energy Consumption (based on TFEC projections of this study)..... 2-55
ตารางที่ 2.11-1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญและตัวประกอบการถ่วงน้ำหนักกรณีพลังงานหมุนเวียน 2-57
ตารางที่ 2.11-2 สรุปคะแนนรวมใน 3 มิติและลำดับความสำคัญของแหล่งพลังงานหมุนเวียน... 2-58
บทที่ 3 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพมาตรการประหยัดพลังงาน
ตารางที่ 3.1-1 ข้อมูลและสมมติฐานที่สำคัญ 3-3
ตารางที่ 3.2-1 ศักยภาพการลดการใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลหากมีการใช้มาตรการฉลากแสดงอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง..... 3-5
ตารางที่ 3.2-2 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำของรถยนต์นั่งส่วนบุคคลของประเทศญี่ปุ่นในปี 2553..... 3-7
ตารางที่ 3.2-3 ศักยภาพการประหยัดพลังงานหากมีการใช้มาตรการบังคับมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำ..... 3-8
ตารางที่ 3.2-4 ศักยภาพการประหยัดพลังงานหากมีการใช้มาตรการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์กับระยะทางที่ใช้..... 3-10
ตารางที่ 3.2-5 การประหยัดพลังงานในกรณีที่ใช้มาตรการการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิง 3-11
ตารางที่ 3.2-6 ศักยภาพการประหยัดพลังงานจากมาตรการประเภทต่างๆ ในภาคขนส่ง 3-13
ตารางที่ 3.2-7 ศักยภาพการประหยัดพลังงานหากมีการใช้มาตรการด้านการจัดการอุปสงค์การเดินทาง..... 3-14
ตารางที่ 3.2-8 คุณสมบัติของรถยนต์นั่งรุ่นมาตรฐานและรถยนต์ไฮบริดรุ่นหนึ่ง 3-16
ตารางที่ 3.2-9 ศักยภาพการประหยัดพลังงานเมื่อมีการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด 3-17
ตารางที่ 3.2-10 เป้าหมายการเพิ่มจำนวนรถยนต์ NGV ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)..... 3-20
ตารางที่ 3.2-11 การคาดการณ์จำนวนรถยนต์ NGV ต่อเนื่องจากแผนของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) 3-20

ตารางที่ 3.2-12 ปริมาณการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ด้วยก๊าซธรรมชาติ 3-21
ตารางที่ 3.2-13 สรุปผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง 3-24
ตารางที่ 3.2-14 สรุปผลการประเมินศักยภาพการทดแทนพลังงานในภาคขนส่ง 3-25
ตารางที่ 3.3-1 การประหยัดกรณีที่มีการใช้เตาประสิทธิภาพสูง 3-27
ตารางที่ 3.3-2 รายการอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าและสมมติฐานที่ใช้ประเมินศักยภาพ 3-28
ตารางที่ 3.3-3 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านพักอาศัยจากการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน 3-30
ตารางที่ 3.3-4 ศักยภาพการประหยัดพลังงานด้วยการปรับปรุงสมรรถนะของตัวอาคาร 3-32
ตารางที่ 3.3-5 สรุปภาพรวมศักยภาพการประหยัดพลังงานในบ้านอยู่อาศัย 3-32
ตารางที่ 3.4-1 สรุปข้อมูลที่เกี่ยวกับดัชนีการใช้พลังงานประเทศต่าง ๆ ในอาคาร 3-34
ตารางที่ 3.4-2 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในอาคารพาณิชย์ 3-35
ตารางที่ 3.5-1 การคาดคะเนการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมในกรณี Business as Usual (BAU) 3-40
ตารางที่ 3.5-2 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรมจากการปรับปรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์มาตรฐาน 3-41
ตารางที่ 3.6-1 Energy consumption and technology of existing CHP in 2003 3-43
ตารางที่ 3.6-2 Energy Prices 3-47
ตารางที่ 3.7-1 Thailand Energy Saving Potentials in 2007, 2011 and 2016 3-50
ตารางที่ 3.8-1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญและตัวประกอบการถ่วงน้ำหนักกรณีมาตรการประหยัดพลังงาน 3-51
ตารางที่ 3.8-2 ลำดับความสำคัญของมาตรการประหยัดพลังงานของภาคต่าง ๆ 3-53
ตารางที่ 3.8-3 ลำดับความสำคัญของกลุ่มมาตรการประหยัดพลังงานในภาพรวม 3-54

บทที่ 4 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ 4.1-1 เกณฑ์และระดับคะแนนในการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีสำหรับพลังงานหมุนเวียน 4-9
ตารางที่ 4.2-1 จุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลประเภทต่างๆ 4-14
ตารางที่ 4.2-2 ปริมาณเอทานอลต่อปีที่สามารถผลิตได้จากกากชีวมวลประเภทต่างๆในประเทศไทย 4-18
ตารางที่ 4.2-3 สรุปผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด 4-21
ตารางที่ 4.2-4 ลำดับสำคัญของเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิตเอทานอลจากชีวมวล 4-23

ตารางที่ 4.3-1 จุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีผลิตไบโอดีเซล....4-32
ตารางที่ 4.3-2 สถานะภาพการผลิตไบโอดีเซลขนาดเล็กในประเทศไทย....4-35
ตารางที่ 4.3-3 ประมาณการค่าใช้จ่ายในการผลิตไบโอดีเซล....4-39
ตารางที่ 4.3-4 สรุปการประเมินผลเชิงเศรษฐศาตร์และศักยภาพเชิงตลาดของเทคโนโลยีผลิตไบโอดีเซลที่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์....4-40
ตารางที่ 4.3-5 ลำดับสำคัญของเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไบโอดีเซล....4-43
ตารางที่ 4.4-1 เทคโนโลยีที่ประยุกษ์ใช้กับชีวมวลชนิดต่างๆ....4-50
ตารางที่ 4.4-2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ประยุกต์ใช้กับการเผาไหม้ แก๊สซิฟิเคชั่น และไพโรไลซิสชีวมวล ทั้งในขนาดเชิงพาณิชย์และขนาดสาธิต....4-52
ตารางที่ 4.4-3 ข้อมูลเชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดของเทคโนโลยีที่พิจารณา....4-57
ตารางที่ 4.5-1 เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในปัจจุบัน....4-62
ตารางที่ 4.5-2 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี การผลิตก๊าซชีวภาพจากแหล่งของเสีย....4-65
ตารางที่ 4.5-3 จุดเด่น และจุดด้อย ของเทคโนโลยี การผลิตก๊าซชีวภาพ....4-66
ตารางที่ 4.5-4 ผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีหลักในการผลิตก๊าซชีวภาพ....4-68
ตารางที่ 4.5-5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ....4-71
ตารางที่ 4.5-6 เทคโนโลยีถังปฏิกรณ์....4-74
ตารางที่ 4.5-7 เทคโนโลยีระบบทำความสะอาด ก๊าซ....4-75
ตารางที่ 4.5-8 ระบบการใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพ....4-76
ตารางที่ 4.6-1 เทคโนโลยีและกำลังผลิตไฟฟ้าจากการกำจัดมูลฝอยในปัจจุบัน....4-77
ตารางที่ 4.6-2 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี การกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน....4-79
ตารางที่ 4.6-3 จุดเด่น และจุดด้อยของเทคโนโลยี การกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน....4-80
ตารางที่ 4.6-4 ผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด....4-82
ตารางที่ 4.6-5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากขยะ....4-84
ตารางที่ 4.6-6 ปัญหาและอุปสรรคหลักของการกำจัดขยะเพื่อผลิตพลังงาน....4-85
ตารางที่ 4.6-7 ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/การผลิต Incineration....4-86
ตารางที่ 4.6-8 ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/การผลิต Anaerobic Digestion....4-87
ตารางที่ 4.6-9 ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/การผลิต Landfill waste to energy....4-88
ตารางที่ 4.7-1 สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้ของเทคโนโลยีพลังน้ำ....4-90
ตารางที่ 4.7-2 จุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีกังหันน้ำขนาดเล็ก....4-93
ตารางที่ 4.7-3 สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ....4-99
ตารางที่ 4.7-4 สรุปการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของกังหันน้ำ....4-102
ตารางที่ 4.7-5 ลำดับกลุ่มเทคโนโลยีและข้อสังเกต....4-114

ตารางที่ 4.8-1 สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้ของเทคโนโลยีพลังงานลม.....4-117
ตารางที่ 4.8-2 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท.....4-120
ตารางที่ 4.8-3 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานลม.....4-132
ตารางที่ 4.8-4 จุดเด่นจุดด้อยของเทคโนโลยีต่างๆ.....4-133
ตารางที่ 4.9-1 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี.....4-137
ตารางที่ 4.9-2 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลาย.....4-141
ตารางที่ 4.9-3 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์.....4-143
ตารางที่ 4.9-4 สถานะภาพการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยี Thin Film.....4-145
ตารางที่ 4.9-5 สถานะภาพการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยี Crystalline Silicon.....4-146
ตารางที่ 4.9-6 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี.....4-147
ตารางที่ 4.9-7 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลาย.....4-150
ตารางที่ 4.9-8 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิสูง.....4-151
ตารางที่ 4.9-9 สถานะภาพการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าความร้อนจากแสงอาทิตย์แบบอุณหภูมิสูง.....4-153
ตารางที่ 4.9-10 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ (Solar collector).....4-155
ตารางที่ 4.9-11 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดสำหรับการนำไปใช้งานในภาคเศรษฐกิจต่างๆ.....4-158
ตารางที่ 4.9-12 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ.....4-159
ตารางที่ 4.9-13 สถานะภาพการพัฒนาและการผลิตของเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ.....4-161

บทที่ 5 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการประหยัดพลังงาน

ตารางที่ 5.1-1 เกณฑ์และระดับคะแนนในการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีประหยัดพลังงาน.....5-5
ตารางที่ 5.2-1 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี.....5-7
ตารางที่ 5.2-2 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาด.....5-14
ตารางที่ 5.2-3 การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีในภาคการขนส่ง.....5-20
ตารางที่ 5.3-1 จุดเด่น/จุดด้อยของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ใช้เพิ่มประสิทธิภาพการช้พลังงานในอาคาร.....5-27
ตารางที่ 5.3-2 การจัดลำดับความสำคัญ.....5-32

ตารางที่ 5.4-1 เทคโนโลยีที่สำคัญสำหรับอุตสาหกรรมไทย 5-36
ตารางที่ 5.4-2 ประมาณการราคาของมอเตอร์แบบใหม่ 5-39
ตารางที่ 5.4-3 ประมาณการประสิทธิภาพของมอเตอร์ชนิดใหม่ 5-40
ตารางที่ 5.4-4 พัฒนาการของเทคโนโลยีระบบมอเตอร์ 5-40
ตารางที่ 5.4-5 ศักยภาพของมาตรการประหยัดพลังงานของระบบหม้อไอน้ำ 5-44
ตารางที่ 5.4-6 ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับเครื่องผลิตน้ำเย็น 5-45
ตารางที่ 5.4-7 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพเครื่องผลิตน้ำเย็นชนิดต่างๆ 5-45
ตารางที่ 5.4-8 ประสิทธิภาพของเครื่องผลิตน้ำเย็นที่กำหนดโดย ASHRAE และ FEMP 5-46
ตารางที่ 5.4-9 สรุปสถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีพื้นฐาน (Cross-cutting technologies) ที่มีประสิทธิภาพสูง 5-47
ตารางที่ 5.4-10 ศักยภาพของการประหยัดพลังงานในการใช้เตาโรตารี่ในการผลิตซีเมนต์ 5-51
ตารางที่ 5.4-11 ส่วนผสมของซีเมนต์ชนิดต่างๆ 5-52
ตารางที่ 5.4-12 สรุปการนำเมมเบรนไปประยุกต์ใช้ในอุตสาหกรรมอาหาร 5-53
ตารางที่ 5.4-13 พัฒนาการของเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพของการผลิตกระดาษ 5-57
ตารางที่ 5.4-14 การเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการเผาผลิตภัณฑ์ประเภทต่างๆ ในเตาอุโมงค์ และเตาโรเลอร์ 5-58
ตารางที่ 5.4-15 พัฒนาการของเทคโนโลยี Smelt reduction และการประหยัดพลังงานในการผลิตเหล็ก 5-60
ตารางที่ 5.4-16 การคาดการณ์พัฒนาการของเทคโนโลยี Near net shape / Strip casting 5-62
ตารางที่ 5.4-17 การคาดการพัฒนาการของ black liquor gasification 5-64
ตารางที่ 5.4-18 ข้อดีข้อเสียของการอนุรักษ์พลังงานในอุปกรณ์พื้นฐานประเภทต่างๆ 5-68
ตารางที่ 5.4-19 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงการตลาด 5-69
ตารางที่ 5.4-20 ลำดับความสำคัญของอุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้ในอุตสาหกรรม 5-71
ตารางที่ 5.4-21 ปัญหาและอุปสรรคในการอนุรักษ์พลังงาน 5-72
ตารางที่ 5.4-22 ช่องว่างองค์ความรู้ และขีดความสามารถในเชิงการผลิตเทคโนโลยีเพื่ออนุรักษ์พลังงานในภาคอุตสาหกรรม 5-73
ตารางที่ 5.5-1 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี CHP 5-75
ตารางที่ 5.5-2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ 5-77
ตารางที่ 5.5-3 Summary Table of Typical Costs and Performance Characteristics by Cogeneration Technology Type* 5-81
ตารางที่ 5.5-4 สรุปผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และตลาดในประเทศไทย 5-82
ตารางที่ 5.5-5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี CHP 5-83
ตารางที่ 5.5-6 ช่องว่างองค์ความรู้และศักยภาพในการพัฒนาของประเทศไทย 5-86

บทที่ 1 บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

เพื่อความมั่นคงทางพลังงาน และความสามารถในการแข่งขันในระยะยาว และเพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม จากการผลิตและการใช้พลังงาน ตลอดจนเพื่อการมีส่วนร่วมในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประเทศไทยจำเป็นต้องส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอย่างจริงจัง โดยในเบื้องต้นรัฐบาลได้ตั้งเป้าหมายไว้ดังนี้

เป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียนและด้านประสิทธิภาพพลังงานของรัฐบาล

- สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเชิงพาณิชย์ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 0.5 ในปัจจุบัน เป็นร้อยละ 8 ภายในปี 2554 ด้วยมาตรการทั้งภาคบังคับ และภาคส่งเสริม
- ลดอัตราส่วนอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการพลังงานต่ออัตราการขยายตัวของ GDP (Energy elasticity) จาก 1.4 ต่อ 1 เป็น 1 ต่อ 1

อย่างไรก็ตาม ความสำเร็จของนโยบายดังกล่าว ขึ้นอยู่กับการแก้ปัญหาและอุปสรรคที่สำคัญ 2 ด้าน คือ

1) <u>ด้านพลังงานหมุนเวียน</u>

การลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนส่วนมาก ยังต้องเผชิญกับความเสี่ยงหลายประการ โดยเฉพาะด้านต้นทุนและค่าใช้จ่ายที่ค่อนข้างสูง ขาดเทคโนโลยีที่เหมาะกับสภาพท้องถิ่น ตลาดรองรับมีขนาดจำกัด มีการแข่งขันใช้ประโยชน์จากทรัพยากรที่เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียน ขาดผู้ประกอบการและผู้ใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีความคุ้นเคยและความชำนาญในเทคโนโลยีและการลงทุนที่เกี่ยวข้อง ขีดความสามารถทางวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีด้านพลังงานหมุนเวียนในประเทศยังต่ำมาก และมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐยังไม่พอเพียง เป็นต้น

2) <u>ด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงาน</u>

แม้ว่าที่ผ่านมารัฐได้มีความพยายามส่งเสริมการประหยัดพลังงานอยู่แล้วแต่ผลลัพธ์ยังไม่น่าพอใจเท่าที่ควร ซึ่งอาจเป็นเพราะการขาดแคลนข้อมูล ทั้งด้านเทคโนโลยีและด้านการลงทุน การขาดความมั่นใจในเทคโนโลยี ขาดขีดความสามารถในการพึ่งพาตนเองทางเทคโนโลยี หรืออาจจะเป็นเพราะสนับสนุนไม่ถูกจุด เป็นต้น

การแก้ปัญหาทั้ง 2 ประการข้างต้นอาศัยการวิเคราะห์สถานการณ์และการเสนอแนะมาตรการทั้งด้านเทคโนโลยี (Technological area) และด้านที่ไม่ใช่เทคโนโลยี (Non-technological

area) ซึ่งจะเป็นฐานให้แผนการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน และประสิทธิภาพการใช้พลังงานบรรลุเป้าหมายได้ดียิ่งขึ้น ดังรูปที่ 1.2-1

ประเด็นสถานการณ์และมาตรการด้านเทคโนโลยีประกอบด้วยศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนและขีดความสามารถด้านเทคโนโลยีสำหรับการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคการผลิตพลังงาน (การผลิตไฟฟ้าและ/หรือความร้อนร่วมและการผลิตเชื้อเพลิง) และภาคการใช้พลังงาน (End-use) (อุตสาหกรรม อาคาร/บ้านพักอาศัย และการขนส่ง) ส่วนด้านที่ไม่ใช่เทคโนโลยีประกอบด้วยมาตรการและเครื่องมือเชิงนโยบายและทรัพยากรมนุษย์

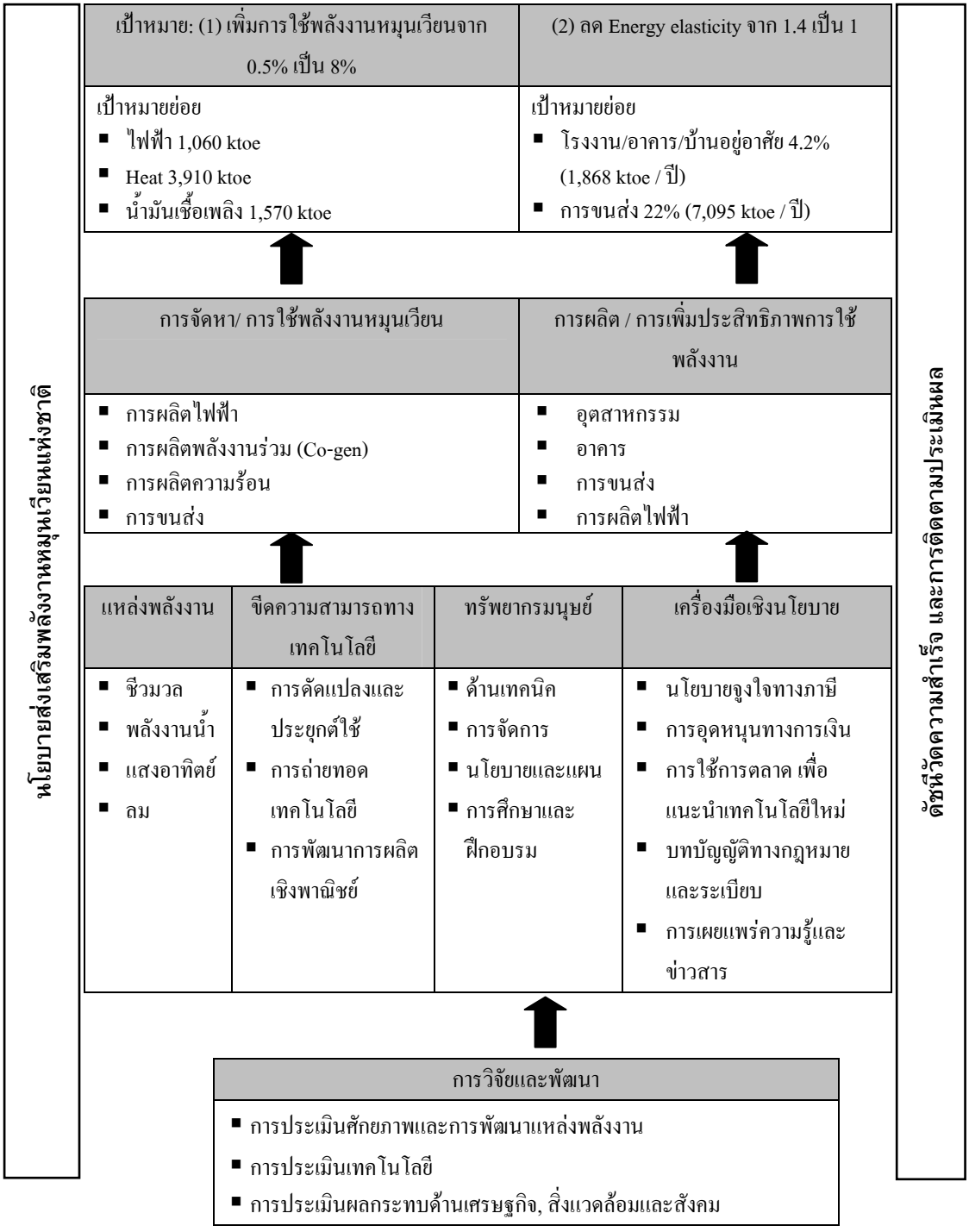
โครงการนี้มีจุดมุ่งหมายที่จะศึกษาและวิเคราะห์สถานการณ์และนำเสนอมาตรการเพื่อตอบสนองการแก้ปัญหาดังกล่าวโดยการส่งเสริมให้มีการศึกษาวิจัยเชิงนโยบายบนพื้นฐานของการประเมินศักยภาพ และความเป็นไปได้ของแหล่งพลังงานหมุนเวียน ศักยภาพในการประหยัดพลังงาน และการประเมินเทคโนโลยีพลังงานแต่ละด้านทั้งในเชิงเทคนิคและ เชิงเศรษฐศาสตร์ การจัดลำดับความสำคัญของทางเลือก แหล่งพลังงาน เทคโนโลยีพลังงาน และมาตรการที่เหมาะสม รวมทั้งการจัดทำแผนงานวิจัยและพัฒนา และแผนงานพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงาน

1.2 วัตถุประสงค์และเป้าหมาย

วัตถุประสงค์หลักของโครงการนี้แบ่งออกเป็น 2 ด้าน คือ ด้านที่เป็นเทคโนโลยี (Technology area) กับด้านที่ไม่ใช่เทคโนโลยี (Non-technology area)

- **<u>ด้านเทคโนโลยี</u>** ศึกษาหาข้อมูลและข้อวิเคราะห์ที่เกี่ยวกับศักยภาพและเทคโนโลยีของพลังงานหมุนเวียน และของการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจด้านทางเลือกพลังงานและเทคโนโลยีที่ควรจะส่งเสริม

- **<u>ด้านที่ไม่ใช่เทคโนโลยี</u>** เสนอแนะมาตรการเชิงนโยบายที่จะสนับสนุนการตัดสินใจในการส่งเสริมการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน



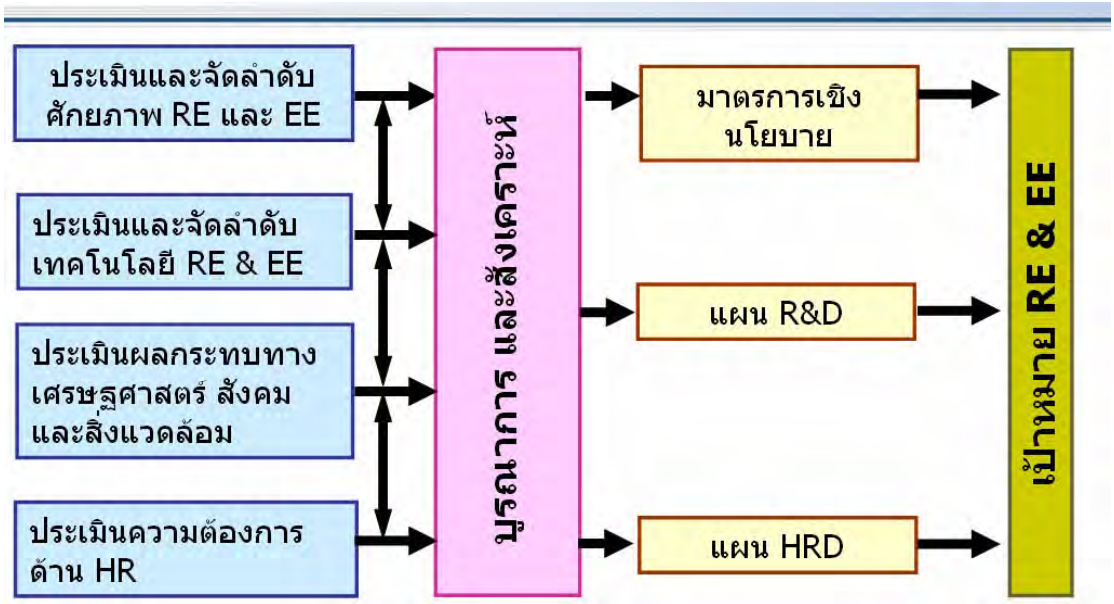
รูปที่ 1.2-1 กรอบแนวคิดการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพการใช้พลังงานแห่งชาติ

1.3 ขอบเขตการศึกษา

ขอบเขตการศึกษาแบ่งเป็น 2 ด้านหลัก ดังนี้

ด้านเทคโนโลยี	ด้านที่ไม่ใช่เทคโนโลยี
1. ประเมินศักยภาพและจัดลำดับความสำคัญของแหล่งพลังงานหมุนเวียน ที่จะนำมาใช้แทนพลังงานฟอสซิลได้ และศักยภาพของการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคการผลิตและการใช้พลังงาน 2. การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานประเภทต่างๆ โดยคำนึงถึงผลกระทบในเชิงเศรษฐศาสตร์ สังคม และสิ่งแวดล้อม 3. สังเคราะห์แผนการวิจัยและพัฒนาด้านพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	1. ศึกษาปัญหาและอุปสรรคในการใช้เทคโนโลยีหลักๆ และสังเคราะห์นโยบายและมาตรการ รวมทั้งกลไกตลาดสำหรับการส่งเสริมการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยี / มาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน 2. วิเคราะห์ความต้องการและสังเคราะห์แผนพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ เพื่อตอบสนองการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยี / มาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

ทั้งนี้ ขอบเขตการศึกษาดังกล่าวสรุปเป็นแผนภูมิได้ดังนี้



รายละเอียดขอบเขตการศึกษาที่แบ่งตามด้านพลังงานหมุนเวียนและด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงานมีดังนี้

1.3.1 ด้านพลังงานหมุนเวียน

(1) ประเมินปริมาณของพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทที่จะนำมาใช้ทดแทนพลังงานฟอสซิลได้ในสภาพปัจจุบัน
- ชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตร
- ชีวมวลเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมการเกษตรและฟาร์มปศุสัตว์
- ชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล
- ชีวมวลเพื่อผลิตเชื้อเพลิงเหลวและไบโอดีเซล
- ขยะชุมชน
- พลังน้ำขนาดเล็กและขนาดจิ๋ว (ผลเบื้องต้น)
- พลังงานลม (ผลเบื้องต้น)
- พลังงานแสงอาทิตย์

(2) ศึกษาเพื่อจัดลำดับความสำคัญโดยการประเมินความเหมาะสมของเทคโนโลยีที่สำคัญๆ ที่จะนำมาใช้โดยการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ศึกษาผลกระทบด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม โดยอาศัยข้อมูลที่มีอยู่ การศึกษาเทคโนโลยีที่ใช้อยู่ทั้งภายในและนอกประเทศ ตลอดจนวางแผนงานการประเมินภาคสนาม (field monitoring) ในบางกรณี เพื่อให้แน่ใจถึงความเหมาะสมในสภาพของประเทศไทย

(3) วิเคราะห์ให้ได้นโยบายและมาตรการที่เป็นกลไกตลาดเพื่อส่งเสริมการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนในระดับเศรษฐกิจต่างๆ โดยตอบสนองประโยชน์ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกระดับและขจัดอุปสรรค (barriers) ในปัจจุบันสำหรับเทคโนโลยีที่สำคัญๆ ที่จะส่งเสริมในปี 2549-2551

(4) ศึกษาเพื่อกำหนดแผนการวิจัยและพัฒนาเบื้องต้นและมาตรการที่สำคัญๆสำหรับปี 2549

(5) ศึกษาเพื่อกำหนดแผนการวิจัยและพัฒนา (R&D roadmap) ที่ต้องทำเพื่อสร้างความพร้อมให้ประเทศ ในการพัฒนาแหล่งพลังงานหมุนเวียน สำหรับช่วงปี 2550-2551

(6) ศึกษามาตรการที่จะใช้จูงใจให้บริษัทเอกชนเข้าร่วมในการวิจัย พัฒนา และผลิตเทคโนโลยีด้านพลังงานหมุนเวียน เพื่อสร้างความเข้มแข็งให้ระบบวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีและนวัตกรรมของประเทศ และทำให้ประเทศไทยพึ่งพาตัวเองได้ทางเทคโนโลยีสำหรับเทคโนโลยีที่สำคัญๆ ที่จะส่งเสริมในช่วงปี 2550-2551

(7) การศึกษาความต้องการทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงานทดแทนเพื่อสนับสนุนแผนการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนของประเทศ

1.3.2 ด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

(1) ประเมินศักยภาพและนัยสำคัญของการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคาร / ที่อยู่อาศัย ภาคขนส่ง และภาคการแปรรูปพลังงาน

(2) จัดลำดับความสำคัญและประเมินทางเลือกการประหยัดพลังงาน ในสาขาที่มีผลกระทบเชิงบวกสูงต่อเศรษฐกิจ สิ่งแวดล้อม และสังคม

(3) วิเคราะห์ให้ได้นโยบายและมาตรการที่เป็นกลไกเพื่อการประหยัดพลังงาน ภายใต้กรอบของเศรษฐศาสตร์พลังงาน โดยตอบสนองประโยชน์ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกระดับ และอุปสรรค (Barriers) ในปัจจุบัน

(4) ศึกษาเพื่อกำหนดแผนการร่วมวิจัยและพัฒนาเบื้องต้นและมาตรการที่สำคัญๆ สำหรับปี 2549

(5) ศึกษาเพื่อกำหนดแผนการวิจัยและพัฒนา (R&D Roadmap) เพื่อสร้างความพร้อมของประเทศด้านการประหยัดพลังงาน สำหรับปี 2550-2551

(6) ศึกษามาตรการที่จะส่งเสริมให้มีการพัฒนานวัตกรรมเทคโนโลยีประหยัดพลังงานเพื่อให้เกิดการพึ่งพาตนเองทางด้านเทคโนโลยีให้มากที่สุดที่จะต้องจัดให้มีขึ้นในปี 2550-2551

(7) การศึกษาความต้องการทรัพยากรมนุษย์ด้านการประหยัดพลังงาน เพื่อสนับสนุนแผนการใช้มาตรการการประหยัดพลังงานของประเทศ

1.3.3 การประเมินผลกระทบในระยะยาว (ขอบเขตในการศึกษาที่เพิ่มเติมตามคำแนะนำของคณะกรรมการกำกับทิศทาง)

ศึกษาผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อมในภาพรวมของประเทศ จากการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงานโดย

(1) ศึกษาผลกระทบต่อภาพรวมการใช้พลังงาน การใช้ไฟฟ้าและการปล่อย CO_2 ใน 10 ปีข้างหน้า

(2) ศึกษาผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม มหภาคเชิงเปรียบเทียบเฉพาะกรณีการใช้แก๊สโซฮอล์ NGV และ PV (เซลล์แสงอาทิตย์)

(3) ศึกษามูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของผลกระทบภายนอก (Externality cost) อันเกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

1.4 ระเบียบวิธีวิจัย

1.4.1 การศึกษาศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน

ด้านชีวมวล

(1) ศึกษาข้อมูลปริมาณการผลิตชีวมวลในภาพรวม จากข้อมูลที่มีอยู่แล้ว

(2) ศึกษาข้อมูลจากการใช้ชีวมวลเพื่อพลังงาน ทั้งจากเอกสารและข้อมูลที่มีอยู่ และการสำรวจภาคสนาม ในกรณีที่จำเป็น

(3) ศึกษาการใช้ชีวมวลเพื่อประโยชน์อย่างอื่น นอกเหนือจากการใช้เพื่อพลังงาน

(4) วิเคราะห์การไหลเวียนของชีวมวล (material flow) อย่างคร่าวๆ เพื่อตรวจสอบความแม่นยำของข้อมูล

(5) ศึกษาศักยภาพการเพิ่มปริมาณชีวมวล โดยรวมการปลูกพืชพลังงาน (ไม้โตเร็ว) จากงานวิจัยที่มีอยู่ และการสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญที่เกี่ยวข้อง

ด้านพลังงานแสงอาทิตย์

(1) รวบรวมข้อมูลด้านทรัพยากรพลังงานแสงอาทิตย์ (solar resource) และการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ จากแหล่งข้อมูลที่มีอยู่

(2) ประเมินต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น ในปัจจุบัน โดยอาศัยข้อมูลทั้งในและต่างประเทศ

(3) ประเมินศักยภาพการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ กรณีมีการสนับสนุน โดยคำนึงถึงปัจจัย (ต้นทุน) ทางด้านสิ่งแวดล้อม กับกรณีที่ไม่มีการสนับสนุน

(4) ศึกษาการใช้ (application) พลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมในปัจจุบัน และแนวโน้มในอนาคต

ด้านพลังงานลม

(1) รวบรวมข้อมูลการวิจัยเกี่ยวกับการวัดความเร็วลมในประเทศที่มีอยู่ทั้งหมด และวิเคราะห์ความเหมาะสม สำหรับการกำหนดสถานที่ติดตั้งกังหันลม

(2) ศึกษาสมรรถนะเทคโนโลยีกังหันลมในปัจจุบัน เพื่อประเมินความเหมาะสม ที่จะนำมาใช้ในประเทศไทย บนพื้นฐานของข้อมูลลมที่มีอยู่ และประสบการณ์ในต่างประเทศ

(3) ศึกษาแนวทางการจัดทำแผนที่ความเร็วลม และการประเมินแหล่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งกังหันลม ให้มีความละเอียดและแม่นยำมากขึ้น ทั้งจากเอกสารและคำแนะนำของผู้เชี่ยวชาญ

(4) ประเมินศักยภาพการใช้พลังงานลมในเบื้องต้น จากข้อมูลข้างต้น

ด้านพลังงานน้ำขนาดเล็ก และขนาดจิ๋ว

(1) รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับศักยภาพของแหล่งพลังงานน้ำ จากข้อมูลงานวิจัยที่มีอยู่
(2) ศึกษาศักยภาพของแหล่งพลังน้ำอื่นๆ ที่ยังไม่มีข้อมูลที่สมบูรณ์เพียงพอ เช่น เขื่อนชลประทาน เขื่อนผลิตไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิต เป็นต้น
(3) ศึกษาต้นทุนการพัฒนาแหล่งพลังน้ำขนาดเล็กและจิ๋ว
(4) ศึกษาวิธีการวิเคราะห์ศักยภาพจากประสบการณ์ของต่างประเทศ
(5) ประเมินศักยภาพในเบื้องต้นจากข้อมูลข้างต้น

1.4.2 การประเมินศักยภาพของการประหยัดและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

1) ศึกษาแนวโน้มและประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทยในภาพรวม และในภาคอาคาร/ที่อยู่อาศัย ภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง และภาคการผลิตไฟฟ้า(CHP) จากเอกสารและแหล่งข้อมูลที่มีอยู่แล้ว
2) ประเมินผลการประหยัดพลังงาน/การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของทั้ง 4 ภาค จากการดำเนินงานตามแผนส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจากอดีตถึงปัจจุบัน จากเอกสาร ผลงานศึกษาวิจัยที่เกี่ยวข้อง หน่วยงานหลักที่ทำการส่งเสริมและดำเนินการด้านการประหยัดพลังงาน และการสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญ
3) ศึกษาประสบการณ์ในการประหยัดพลังงาน/การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของต่างประเทศ
4) ประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงาน/การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานใน sub-sector ที่สำคัญของแต่ละ sector บนพื้นฐานของข้อ 1) ถึง 3) ประกอบกับความเห็นของผู้เชี่ยวชาญ

1.4.3 การประเมินเทคโนโลยีพลังงาน

ด้านพลังงานหมุนเวียน

(1) ศึกษากรอบแนวคิดและวิธีการประเมินเทคโนโลยีต่างๆ ที่ใช้ในทางสากลจากเอกสาร การสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญ และการดูงานในต่างประเทศ

(2) กำหนดกรอบและวิธีการประเมินเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับประเทศไทย โดยเฉพาะการกำหนดพารามิเตอร์ที่สำคัญ ที่จะเป็นเกณฑ์สำหรับการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

(3) ศึกษาเทคโนโลยีทุกประเภทที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน สำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ทั้งภายในและต่างประเทศ ทั้งในประเด็นสถานภาพเทคโนโลยี การนำไปใช้ในเชิงพาณิชย์ ต้นทุนการผลิตพลังงานของเทคโนโลยีนั้นๆ รวมทั้งพารามิเตอร์อื่นๆ ที่กำหนดไว้ในข้อ (2)

ด้านเทคโนโลยีและมาตรการประหยัดพลังงาน

(1) เช่นเดียวกับ 1.4.3 (1) และ 1.4.3 (2)

(2) ศึกษาเทคโนโลยีและมาตรการประหยัดพลังงาน/เพิ่มประสิทธิภาพพลังงานประเภทหลักๆ ของแต่ละ sector ทั้งในทางสากลและในประเทศ โดยศึกษาสถานภาพของเทคโนโลยีและมาตรการ และพารามิเตอร์ต่างๆ ที่กำหนดไว้ในข้อ (1)

(3) กำหนดเทคโนโลยีและมาตรการประหยัด/เพิ่มประสิทธิภาพพลังงานที่สมควรจะได้รับการส่งเสริมให้มีการใช้ และการพัฒนาทั้งในระยะสั้นและระยะยาว

1.4.4 การประเมินผลกระทบต่อเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อมในภาพรวมของประเทศ

(1) พัฒนาฐานข้อมูลพลังงานและอื่นๆที่จำเป็น และใช้ end-use model ร่วมกับ “LEAP” หรือ “ Long-range Energy Alternative Planning System” ในการจำลองสถานการณ์การใช้พลังงาน การใช้ไฟฟ้าและการปล่อย CO_2 ใน 10 ปีข้างหน้า โดยใช้ปี 2548 เป็นปีฐาน

(2) พัฒนา Energy Input-Output Model และใช้ข้อมูล Input – Output table ของประเทศไทยในการประเมินผลกระทบต่อเศรษฐกิจมหภาค การจ้างงานและการปล่อย CO_2 และการพัฒนาดัชนีบ่งชี้ผลกระทบเพื่อใช้เปรียบเทียบผลกระทบของการใช้มาตรการส่งเสริมต่าง ๆ

(3) ประเมินมูลค่าต่าง ๆ ทางเศรษฐศาสตร์ภายนอก (Externality cost) ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิล โดยใช้วิธี Benefit transfer จากค่าที่ใช้ในประเทศอื่น ๆ และวิธีประเมินผลเสียหายโดยตรงในประเทศ

1.4.5 การพัฒนาแผนงานวิจัยและพัฒนา

1) ศึกษาสถานภาพการพัฒนาและการใช้เทคโนโลยีด้านพลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในทางสากล โดยรวบรวมจาก

เอกสาร โดยเฉพาะประเภท Technology review และ input จากผู้เชี่ยวชาญ

2) ศึกษาสถานภาพการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องภายในประเทศ จากเอกสารและแหล่งข้อมูลต่างๆ โดยเฉพาะหน่วยงานที่ให้การส่งเสริม/สนับสนุนการวิจัยด้านพลังงาน
3) ศึกษามาตรการ แผนงาน และความพยายามในการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาด้านพลังงานในอดีตที่ผ่านมา
4) กำหนดแผนงานวิจัยบนพื้นฐานของการวิเคราะห์ช่องว่างทางองค์ความรู้/เทคโนโลยีจากข้อมูลข้างต้น โดยคำนึงถึงศักยภาพในการส่งผลกระทบ ที่จะนำไปสู่เป้าหมายการเพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานได้โดยเร็ว

1.4.6 การพัฒนาแผนพัฒนาทรัพยากรมนุษย์

1) สำรวจสภาพความต้องการทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงานอย่างหยาบๆ ทั้งในเชิงคุณภาพและปริมาณ โดยการสำรวจความเห็นของผู้ประกอบการใน sector หลักๆ จากโครงการด้านพลังงานที่สำคัญๆ โดยเฉพาะที่อยู่ในข่ายการส่งเสริมของรัฐบาล และการประเมินจากความต้องการกำลังคนอันเนื่องมาจากการบังคับใช้กฎหมายการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ที่กำหนดให้ต้องมีผู้จัดการพลังงาน
2) ศึกษาขีดความสามารถในการผลิตบัณฑิต ที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานโดยตรงและสาขาที่ใกล้เคียงในสถาบันต่างๆ
3) กำหนดแผนพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงานในเบื้องต้น

1.4.7 การพัฒนาข้อเสนอมาตรการเชิงนโยบาย

1) สำรวจนโยบายและมาตรการเชิงนโยบาย ที่ใช้ส่งเสริมการเพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียน และการประหยัด/การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ผ่านมา โดยวิเคราะห์ผลลัพธ์ จุดอ่อน และจุดแข็งจากเอกสาร ผลการศึกษา และความเห็นของผู้เชี่ยวชาญ
2) สำรวจตัวอย่างนโยบายและมาตรการเชิงนโยบายที่ใช้ได้ผลในต่างประเทศบางประเทศ และแนวโน้มในอนาคต จากเอกสารการปรึกษาผู้เชี่ยวชาญ และการดูงานในต่างประเทศ ในกรณีที่จำเป็น
3) วิเคราะห์และประเมินมาตรการเชิงนโยบายที่จะมีศักยภาพสูงในระยะสั้น ในบริบทของประเทศไทย และจัดทำข้อเสนอมาตรการเชิงนโยบาย

1.5 แผนการบริหารโครงการ

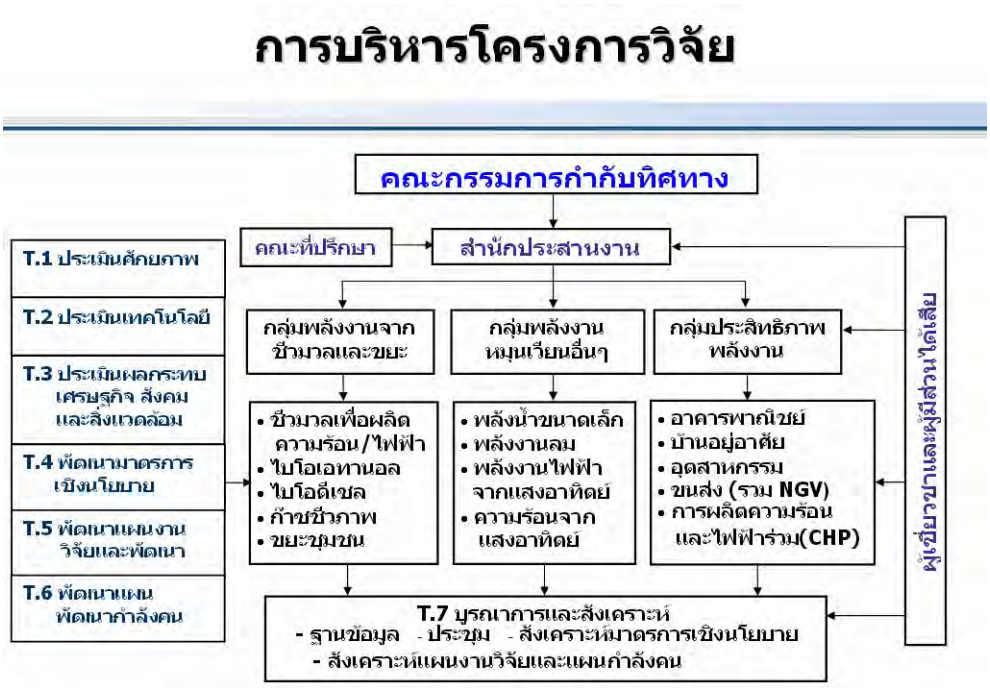
เนื่องจากโครงการวิจัยนี้มีขอบเขตที่กว้างขวาง และเกี่ยวข้องกับนักวิจัยจำนวนมากในหลายสาขา จึงได้กำหนดระบบบริหารจัดการโครงการขึ้นตามโครงสร้างในรูปที่ 1.5-1 โดยมีคณะกรรมการกำกับทิศทางที่ สกว. แต่งตั้งตามรายชื่อที่แนบ ทำหน้าที่กำกับทิศทางและให้คำปรึกษาเกี่ยวกับแนวทางการวิจัย คณะกรรมการที่ปรึกษา ซึ่งแต่งตั้งโดย สกว. เช่นเดียวกัน (ตามรายชื่อที่แนบ) เพื่อให้คำปรึกษาและข้อเสนอแนะการดำเนินการวิจัยของแต่ละกลุ่ม ส่วนการดำเนินโครงการนั้น ได้จัดตั้งสำนักประสานงานชุดโครงการวิจัยเชิงนโยบายขึ้นที่ บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม เพื่อทำหน้าที่กำหนดกรอบและเงื่อนไขการวิจัย (TOR) ของแต่ละหัวข้อและกำกับดูแล ประสานงาน ให้มีการดำเนินการตามกรอบที่กำหนด โดยแบ่งกลุ่มวิจัยออกเป็น 4 กลุ่มหลัก ได้แก่

(1) กลุ่มพลังงานหมุนเวียนประเภทชีวมวล ขยะและก๊าซชีวภาพ

(2) กลุ่มพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ นอกเหนือจาก (1)

(3) กลุ่มประหยัดพลังงาน

(4) กลุ่มผลกระทบเศรษฐศาสตร์ สังคมและสิ่งแวดล้อม ในภาพรวมของประเทศ



รูปที่ 1.5-1 ระบบบริหารจัดการโครงการ

คณะกรรมการกำกับทิศทาง

1) ศ. ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์	สกว.	ประธานกรรมการ
2) ศ. ดร. ปิยะวัติ บุญ-หลง	สกว.	กรรมการ
3) นาย อำนวย ทองสถิตย์	พพ.	กรรมการ
4) รศ. ดร. ศักรินทร์ ภูมิรัตน	สวทช.	กรรมการ
5) ศ. ดร. มรกต ตันติเจริญ	สวทช.	กรรมการ
6) นาย ชวลิต พิชาลัย	สนพ.	กรรมการ
7) นางสาว ชนานัญ บัวเขียว	สนพ.	กรรมการ
8) นาย มิ่งพันธ์ ฉายาวิจิตรศิลป์	สภาหอการค้า	กรรมการ
9) นาย จิรศักดิ์ บุญรอด	ศูนย์อนุรักษ์พลังงาน	กรรมการ
10) นาย เจน นำชัยศิริ	สภาอุตสาหกรรมฯ	กรรมการ
11) ศ. ดร. ปกรณ์ อดุลพันธุ์	สภาอุตสาหกรรมฯ	กรรมการ
12) ศ. ดร. พรายพล คุ้มทรัพย์	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์	กรรมการ
13) ศ. ดร. สมชาติ โสภณรณฤทธิ์	มจธ.	กรรมการ
14) นาย สุรเธียร จักรธรานนท์	บมจ. กระดาษศรีสยาม	กรรมการ
15) ศ. ดร. นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	สกว.	กรรมการและเลขาฯ

คณะกรรมการที่ปรึกษา

1)	ศ. ดร. นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	สกว.
2)	นาย ประโมทย์ ฉมามหัทธนา	ฝ่ายก่อสร้างพลังน้ำ กฟผ.
3)	นาย ธรรมยศ ศรีช่วย	พพ.
4)	รศ. ดร. พงศ์เทพ อัครธนกุล	ศูนย์เทคโนโลยีชีวภาพทางการเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
5)	ศ. ดร. เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
6)	รศ. ดร. พงศา พรชัยวิเศษกุล	คณะเศรษฐศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
7)	รศ. ดร. ศุภชาติ จงไพบูลย์วัฒนา	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
8)	นาย พินิจ ศิริพฤกษ์พงษ์	กฟผ.
9)	รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	มจธ.
10)	ดร. บุญรอด สัจจกุลนุกิจ	พพ.
11)	นาย เอกประพันธ์ อักษรพันธ์	สนพ.
12)	รศ.ดร.สุธีระ ประเสริฐสรรพ์	สกว.

บทที่ 2 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน

สรุปสาระสำคัญ (Key Findings)

1) ภาพรวมผลการประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทในปี 2548, 2554 และ 2559 แสดงในตารางที่ 2.0-1 โดยเปรียบเทียบเทียบกับปริมาณการใช้พลังงานสุดท้ายทั้งประเทศ (Total Final Energy Consumption – TFEC) ในปีนั้นๆ (ปริมาณ TFEC ดังกล่าวได้มาจากการคาดคะเนของโครงการนี้) จะเห็นได้ว่าปี 2548 ประเมินได้ว่า พลังงานหมุนเวียนที่ใช้อยู่มีประมาณ 2,440 ktoe หรือ 3.9% ของ TFEC ทั้งนี้ปริมาณที่ยังมีความไม่แน่นอนสูง คือ ชีวมวลเพื่อการผลิตไฟฟ้าและความร้อน โดยเฉพาะการใช้เพื่อผลิตความร้อนนั้นน่าจะมีส่วนที่เป็นการใช้แบบดั้งเดิม (Traditional) ปนอยู่ด้วย ซึ่งยากต่อการจำแนกอย่างชัดเจน ส่วนในปี 2554 และ 2559 ปริมาณพลังงานหมุนเวียนจะมี 6,970 และ 9,060 ktoe คิดเป็น 8.1% และ 8.1% ของ TFEC ตามลำดับ ซึ่งจะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีศักยภาพที่จะบรรลุเป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียนในปี 2554 คือ 8% ได้ แต่ต้องมีมาตรการที่เข้มข้นในการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้เต็มศักยภาพ ส่วนในปี 2559 นั้น แม้ว่าปริมาณสุทธิของพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้นกว่า 35% เมื่อเทียบกับปี 2554 แต่สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น เนื่องจากอัตราการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานที่ค่อนข้างสูง อนึ่ง ศักยภาพของแหล่งพลังงานบางประเภทยังไม่ชัดเจน โดยเฉพาะพลังงานลมและพลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งควรจะมีการประเมินให้ละเอียดขึ้น

2) ในแง่ของการผลิตไฟฟ้าในปี 2548 กำลังผลิตติดตั้งของพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทรวมกันมีประมาณ 2,354 MWe คิดเป็น 8.7% ของกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของประเทศ และในปี 2554 และ 2559 ศักยภาพดังกล่าวจะเป็น 5,723 MW_e และ 8,280 MW_e คิดเป็น 16% และ 21.7% ของกำลังผลิตติดตั้งของประเทศทั้งหมดตามลำดับ ซึ่งจะเห็นได้ว่ากำลังผลิตติดตั้งรวมของพลังงานหมุนเวียนสูงกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ (6%) สำหรับปี 2554 อย่างมาก อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก Plant capacity factor ของพลังงานหมุนเวียนหลายประเภทมีค่าต่ำ ทำให้สัดส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จะผลิตได้จริงต่ำกว่าสัดส่วนกำลังติดตั้ง ดังเช่น ในปี 2548 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าคือ ประมาณ 10,369 GWh หรือ 8.6% และในปี 2554 และ 2559 จะมีประมาณ 26,396 และ 39,468 GWh คิดเป็น 14.9 และ 17.0% ตามลำดับ

3) ศักยภาพที่นำเสนอนั้นบางส่วนยังเป็นศักยภาพเชิงเทคนิค เนื่องจากยังไม่มีข้อมูลมากพอที่จะประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะชีวมวลประเภทวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและไม้โตเร็ว ซึ่งรวมกันมีศักยภาพสูงถึง 67% และ 60% ของพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ จึงเป็นตัวแปรสำคัญที่บ่งชี้ว่าเป้าหมายด้านพลังงานหมุนเวียนของรัฐจะบรรลุได้จริงในทางปฏิบัติหรือไม่ อนึ่ง การนำชีวมวลเหล่านี้มาใช้นั้น ยังต้องมีการศึกษาความเป็นไปได้เชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐสาสตร์อย่างรอบคอบ โดยเฉพาะกรณีการเก็บรวบรวมและการใช้ยอดและใบอ้อยและฟางข้าวและการปลูกไม้โตเร็วในป่าเสื่อมโทรม

4) การประเมินศักยภาพของการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังและกากน้ำตาล พบว่ามีปริมาณ 6 และ 7.5 ล้านลิตร/วัน ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับซึ่งสูงกว่าเป้าหมายของรัฐ (3 ล้านลิตร/วัน) ในปี 2554 ส่วนไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์มหากดำเนินการขยายพื้นที่เพาะปลูกปาล์มตาม

แผนของกระทรวงเกษตรฯ คือ 3 แสนไร่ต่อปี อาจส่งผลให้มีการผลิตไบโอดีเซลในปี 2554 ระหว่าง 1.48-3.24 ล้านลิตรต่อวัน ทั้งนี้ในกรณีต่ำสุดนั้น คิดจากฐานปัจจุบันที่มีข้อจำกัดด้านการขยายพื้นที่ให้ผลผลิตจริง และยังไม่มีการปรับปรุงอัตราการผลิตผลปาล์มต่อหน่วยพื้นที่ แต่หากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเร่งรัดส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตอย่างจริงจัง ไม่ว่าจะเป็นการใช้ Good Agricultural Practice (GAP) การใช้กล้าพันธุ์ปาล์มที่ให้ผลผลิตสูง (ซึ่งเอกชนบางรายสามารถทำได้ถึง 5 ตันต่อไร่ต่อปี) อีกทั้งมีการคัดสรรพื้นที่ส่งเสริมให้เหมาะสมเพื่อเพิ่มสัดส่วนของพื้นที่ให้ผลผลิตต่อพื้นที่เพาะปลูกแล้ว ก็มีโอกาสที่จะผลิตไบโอดีเซลได้ถึง 3.0 ล้านลิตรต่อวัน ทั้งนี้ เอทานอลและไบโอดีเซลมีศักยภาพรวมกันประมาณ 21% และ 27% ของพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ และเป็นศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ที่น่าจะนำมาใช้ประโยชน์ได้จริง แต่มีเงื่อนไขสำคัญคือ ต้องมีการยกระดับคุณภาพทางการเกษตรของการเพาะปลูกมันสำปะหลัง อ้อย และปาล์มน้ำมันเพื่อเพิ่มผลผลิตต่อไร่ต่อปี รวมทั้งการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกโดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีไบโอดีเซลนั้น

5) *ก๊าซชีวภาพ และขยะมูลฝอย แม้จะมีศักยภาพไม่สูงนัก (370 และ 330 MW_e ตามลำดับ) แต่ก็เป็นศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ที่น่าจะนำมาใช้ประโยชน์ได้จริง หากสามารถขจัดอุปสรรคเชิงสถาบันได้และมีระบบการบริหารจัดการที่ดี (กรณีของขยะ) และมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าจูงใจ*

6) *พลังน้ำมีศักยภาพเชิงเทคนิคประมาณ 700 MW_e ในปี 2554 ซึ่งเป็นศักยภาพที่ยังไม่รวมน้ำทิ้งท้ายเขื่อนและเขื่อนแบบขั้นบันได ซึ่งอาจสร้างได้ในแม่น้ำสายสำคัญ จึงมีโอกาสเพิ่มให้สูงขึ้นได้ ถ้ามีการสำรวจและประเมินอย่างจริงจัง รวมทั้ง ถ้ามีการขยายเพดานขนาดพลังน้ำขนาดเล็กเพื่อให้ครอบคลุมเขื่อนที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย แต่มีขนาดใหญ่กว่า 15 MW_e ตามนิยามในปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม ผลการวิจัยในโครงการนี้แสดงให้เห็นว่ามีพลังน้ำขนาดเล็กอย่างน้อยประมาณ 300 MW_e ที่มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ที่จะนำมาใช้ประโยชน์*

7) *พลังงานลมมีศักยภาพประมาณ 450 MW_e เป็นศักยภาพเชิงเทคนิคเบื้องต้นที่ประเมินจากจำนวนสถานีตรวจวัดความเร็วลมที่มีอยู่อย่างจำกัด จึงต้องมีการยืนยันด้วยแผนที่พลังงานลมที่มีความละเอียดและแม่นยำมากขึ้น การติดตั้งสถานีตรวจวัดความเร็วลมมากขึ้น รวมทั้งพิจารณาศักยภาพของพลังงานลมในทะเลด้วย*

8) *พลังงานแสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฟฟ้า แม้จะมีศักยภาพเชิงเทคนิคสูง แต่ก็ถูกจำกัดด้วยต้นทุนที่สูงเกินไปในบริบทของเศรษฐกิจไทย ส่วนพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อความร้อนมีศักยภาพที่จะนำมาใช้ประโยชน์ได้จริง หากมีการขจัดอุปสรรคด้านการตลาดได้*

9) *จากการจัดลำดับความสำคัญของแหล่งพลังงานหมุนเวียน พบว่า กลุ่มแหล่งพลังงานที่พร้อมที่จะมาใช้ประโยชน์ในอันดับแรกคือ ชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร ก๊าซชีวภาพและขยะเพื่อผลิตไฟฟ้า และพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตน้ำร้อนรวมทั้งพลังน้ำขนาดเล็กที่มีความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์อยู่แล้ว*

ตารางที่ 2.0-1 *Contribution of Renewable Energy to Total Final Energy Consumption (based on TFEC projections of this study)*

Energy source	Final Consumption (ktoe)			Final Consumption (GWh)			Primary Unit			Conversion Factors
	2005	2011	2016	2005	2011	2016	2005	2011	2016	
	62,474	85,736	112,087	121,229	177,453	232,210				
Biomass										
· Ethanol	55	1,120	1,749	-	-	-	0.3 Ml/d	6 Ml/d	7.5 Ml/d	HV = 27 MJ/kg, SG = 0.8
· Biodiesel	13.3	378	863	-	-	-	0.05 Ml/d	1.4 Ml/d	3.2 Ml/d	HV = 39 MJ/kg, SG = 0.8
· Residues for heat	1,469	3,108	2,921	-	-	-	-	-	-	
· Residues for power	821	1,210	1,856	9,596	14,143	21,628	2,191 MW_e	3,229 MW_e	4,938 MW_e	PCF = 50%
· Short rotation plants for power	0	273	683	0	3,182	7,955	0	519 MW	1,298 MW_e	CE = 20% (2011), 25% (2016), PCF = 70%
· Biogas for power	31	260	281	357	3,031	3,275	45 MW_e	372 MW_e	400 MW_e	CE = 20% (2011), 25% (2016), PCF = 90%
· Solid wastes for power	2.8	231	274	33	2,688	3,196	2.5 MW_e	323 MW_e	384 MW_e	CE = 20% (2011), 25% (2016), PCF = 94.5%
Small hydro	29	226	226	347	2,651	2,651	90 MW_e	688 MW_e	688 MW_e[2]	PCF = 44%
Wind	0.02	50	50	0.25	588	588	0.19 MW_e	447 MW_e	447 MW_e[3]	PCF = 15%
Solar										
· PV	3	10	18	36	113	175	26	81 MW_e	125 MW_e	PCF = 16%
· SWH (Fuel Oil Equivalent)	17	98	123	-	-		-		-	
· Dryer	0	4.5	4.5	-	-		-		-	
Sub-total	**2,440**	**6,970**	**9,060**	**10,369**	**26,396**	**39,468**				
%NRE	**3.9%**	**8.1%**	**8.1%**	**8.6%**	**14.9%**	**17.0%**				
%NRE[1]	**4.0%**	**8.4%**	**8.9%**							

[1] DEDE's projections of TFEC which are 61,780 83,206 and 101,905 ktoe for 2005, 2011 and 2016 respectively.

[2] Greater potential is believed to exist, but more detailed assessment is required, e.g. run-of-river cascade dams, new definition of "small hydro" to include larger dams with minimal adverse socio-environmental impact

[3] Greater potential is believed to exist, but more detailed assessment is required.

2.1 คำนำ

ประเทศไทยมีแหล่งทรัพยากรหมุนเวียนที่มีศักยภาพหลายประเภท แต่ข้อมูลด้านศักยภาพที่แท้จริงของแต่ละประเภทยังไม่ชัดเจน โครงการนี้จึงได้ทำการประเมินศักยภาพของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่อาจจะนำมาใช้ในปี 2554 และโอกาสการเพิ่มศักยภาพให้สูงขึ้นในปี 2559 อาศัยทั้งข้อมูลทุติยภูมิจากเอกสารต่าง ๆ และข้อมูลปฐมภูมิบางส่วนที่นักวิจัยได้ทำการสำรวจภาคสนามตลอดจนการคำนวณโดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่พัฒนาขึ้น การสัมภาษณ์ การใช้แบบสอบถาม การปรึกษาหารือผู้เชี่ยวชาญด้านต่าง ๆ และผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholders) ประเภทแหล่งพลังงานที่ทำการศึกษา ได้แก่

- ชีวมวลเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงเหลว (เอทานอล และไบโอดีเซล)
- ชีวมวลเพื่อการผลิตไฟฟ้าและความร้อน (วัสดุเหลือทิ้งจากการเกษตร วัสดุเหลือทิ้งจากการแปรรูปไม้ และไม้โตเร็ว)
- ก๊าซชีวภาพ
- ขยะ
- พลังน้ำขนาดเล็ก (ผลเบื้องต้น)
- พลังงานลม (ผลเบื้องต้น)
- พลังงานแสงอาทิตย์ (การผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และการผลิตพลังงานความร้อน)

จากข้อมูลศักยภาพที่ได้ดังกล่าว คณะผู้วิจัยได้ทำการจัดลำดับความสำคัญโดยอาศัยการประเมินจากหลักเกณฑ์ของ World Energy Council (WEC) ที่เรียกว่า 3A's Principle (Availability, Accessibility และ Acceptability) ซึ่งคณะผู้วิจัยได้เชิญผู้เชี่ยวชาญสาขาต่างๆ มาร่วมจัดลำดับโดยให้คะแนนในเกณฑ์ (Criteria) แต่ละข้อที่กำหนดขึ้น

2.2 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล

แผนยุทธศาสตร์แก๊สโซฮอล์ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก ครม. เมื่อ 9 ธันวาคม 2546 ได้กำหนดให้มีการส่งเสริมการใช้ก๊าซโซฮอล์ในปี 2554 ซึ่งคิดเป็นเอทานอลปริมาณ 3 ล้านลิตรต่อวัน โดยผลผลิตทางการเกษตรที่มีศักยภาพในการผลิตเอทานอลได้แก่ มันสำปะหลัง อ้อย กากน้ำตาล และเศษวัสดุเหลือทิ้งทางเกษตร ผลการประเมินศักยภาพจากวัตถุดิบแต่ละชนิดมีรายละเอียดดังนี้

2.2.1 มันสำปะหลัง

จากการวิเคราะห์แผนงานของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ คณะผู้วิจัยพบว่าหากมีการดำเนินตามแผนยุทธศาสตร์มันสำปะหลังปี 2549 (กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ 2549) ผลผลิต

มันสำปะหลังโดยรวมของประเทศจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง คิดเป็นปริมาณหัวมันสดเกือบ 30 ล้านตันในปี 2554 ซึ่งสูงกว่ากรณีที่ไม่มีแผนส่งเสริมอย่างเห็นได้ชัด นอกจากนี้การขยายกำลังการผลิตโดยเพิ่มผลผลิตต่อไร่จาก 2.5-3 ตัน เป็น 3.5-4 ตัน สามารถทำได้โดยมีการดูแลอย่างถูกหลักวิชาการ (การพัฒนาท่อนพันธุ์ที่มีคุณภาพ การต่อยอดเทคโนโลยีการเพาะปลูกและการปรับปรุงระบบชลประทาน) ซึ่งสามารถเพิ่มผลผลิตหัวมันสำปะหลังเป็นปีละประมาณ 33 ล้านตัน ตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นไป ดังแสดงในตารางที่ 2.2-1 ในขณะที่อุปสงค์ของการใช้ผลิตภัณฑ์จากมัน (แป้งมันและมันเส้น/มันอัดเม็ด) คาดว่าจะไม่แตกต่างจากปริมาณที่ใช้ในปัจจุบันมากนัก กล่าวคือ อยู่ในช่วง 18-23 ล้านตัน (หัวมันสด)

จากการคาดการณ์ปริมาณเอทานอลที่จะผลิตได้จากมันสำปะหลัง และ/หรือ มันเส้นส่วนเกินในปี 2554 และ 2559 ดังแสดงในตารางที่ 2.2-2 จะเห็นได้ว่ามีปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้เท่ากับ 4.03 และ 5.56 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ ซึ่งสามารถตอบสนองแผนยุทธศาสตร์ส่งเสริมการใช้ก๊าซโซฮอล์ของชาติ ซึ่งกำหนดปริมาณเอทานอลไว้ที่ 3 ล้านลิตรต่อวัน นอกจากนี้ยังสามารถแปรรูปมันสำปะหลังเป็นมันเส้นซึ่งสามารถเก็บสต็อกได้เป็นระยะเวลานาน ทำให้สามารถผลิตเอทานอลได้ตลอดทั้งปี อย่างไรก็ดีข้อมูลการส่งออกมันเส้นและมันอัดเม็ดมีความผันแปรสูง จำเป็นต้องติดตามข้อมูลอย่างใกล้ชิด

การเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลังโดยการขยายพื้นที่ปลูกนั้น จากการวิเคราะห์ของคณะผู้วิจัยพบว่า สามารถทำได้ในกรณีที่มีความต้องการใช้หัวมันสำปะหลังในอุตสาหกรรมต่าง ๆ เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะการนำไปใช้ในการผลิตเอทานอล แต่ราคาหัวมันสำปะหลังก็จะสูงขึ้นตามปริมาณความต้องการด้วย (ปัจจุบันราคา 1.50 บาท/กก.) เมื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนกับอ้อย ซึ่งปัจจุบันอ้อยให้ผลผลิตเฉลี่ยเท่ากับ 8 ตัน/ไร่ ราคาที่เกษตรกรขายได้ประมาณ 850 บาท/ตัน ดังนั้นเกษตรกรมีรายได้เท่ากับ 6,800 บาท/ไร่ ในขณะที่มันสำปะหลังให้ผลผลิตเท่ากับ 4 ตัน/ไร่ ราคาที่เกษตรกรขายได้เท่ากับ 1,500 บาท/ตัน ดังนั้นเกษตรกรมีรายได้เท่ากับ 6,000 บาท/ไร่ เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนในการผลิตและผลตอบแทนระหว่างอ้อยและมันสำปะหลัง พบว่า มันสำปะหลังให้ผลตอบแทนที่ดีกว่าอ้อย เพราะมีต้นทุนในการผลิตที่ต่ำกว่า จึงอาจเป็นไปได้ที่เกษตรกรจะเลือกปลูกมันสำปะหลังเพิ่มเติมมากกว่าอ้อยเพื่อเป็นการทดแทนการปลูกข้าวในพื้นที่นาดอน หากราคาของมันสำปะหลังสูงกว่า 1.50 บาท/กก.

ตารางที่ 2.2-1 การคาดการณ์ผลผลิตมันสำปะหลังในปี 2550-2560

ปี	การคาดการณ์ผลผลิตมันสำปะหลังกรณีไม่มีแผนการส่งเสริมการปลูก (ล้านตัน)	การคาดการณ์ผลผลิตมันสำปะหลังกรณีที่มีการส่งเสริมการปลูกที่ดี (ล้านตัน)*
2549	18.89	-
2550	18.89	23.3
2551	18.89	27.5
2552	18.89	29.7
2553	18.89	29.7
2554	18.89	29.7
2555	18.89	33.0
2556	18.89	33.0
2557	18.89	33.0
2558	18.89	33.0
2559	18.89	33.0
2560	18.89	33.0

* ตามแผนยุทธศาสตร์มันสำปะหลัง ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ปี 2549

ตารางที่ 2.2-2 การคาดการณ์ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้จากมันสำปะหลังปี 2550-2560

ปี	ผลผลิตมันสำปะหลัง (ล้านตัน)*	สำหรับทำแป้งมัน (ล้านตัน)	สำหรับทำมันเส้น/มันอัดเม็ด (ล้านตัน)	สำหรับทำเอทานอล (ล้านตัน)	ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน) **	ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้ (ล้านลิตร/ปี)***
2550	23.3	12	9	2.3	1.06	380
2551	27.5	12	9	6.5	2.99	1,075
2552	29.7	12	9	8.7	4.03	1,450.0
2553	29.7	12	9	8.7	4.03	1,450.0
2554	29.7	12	9	8.7	4.03	1,450.0
2555	33.0	12	9	12.0	5.56	2,000.0
2556	33.0	12	9	12.0	5.56	2,000.0
2557	33.0	12	9	12.0	5.56	2,000.0
2558	33.0	12	9	12.0	5.56	2,000.0
2559	33.0	12	9	12.0	5.56	2,000.0
2560	33.0	12	9	12.0	5.56	2,000.0

* การคาดการณ์ผลผลิตมันสำปะหลังจากแผนยุทธศาสตร์มันสำปะหลัง ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ปี 2549

** ได้จากการคำนวณ โดย มันสำปะหลัง 1 ตัน จะสามารถผลิตเอทานอลได้เท่ากับ 165 ลิตร

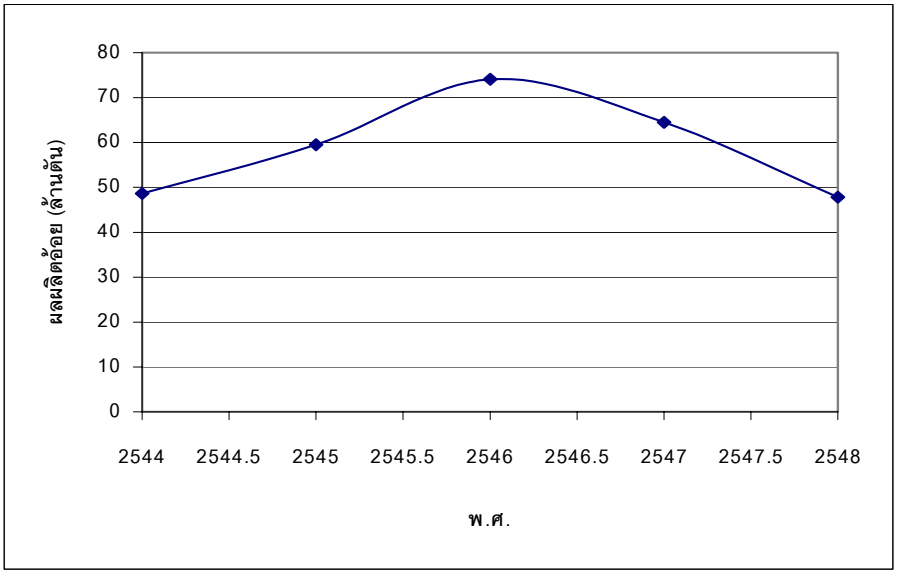
*** ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้ จากจำนวน 360 วัน

2.2.2 อ้อย

ประเทศไทยมีพื้นที่เพาะปลูกอ้อยทั้งสิ้นประมาณ 6-7 ล้านไร่ ผลผลิตอ้อยโดยรวมของประเทศในแต่ละปีแปรผันกับพื้นที่เพาะปลูก ราคารับซื้อ และสภาพภูมิอากาศ ดังแสดงในรูปที่ 2.2 – 1 ผลผลิตอ้อยโดยรวมในปี 2548 อยู่ที่ประมาณ 47 ล้านตัน และมีแนวโน้มที่จะลดลงอย่างต่อเนื่อง สาเหตุจากปัญหาความแห้งแล้ง ทำให้ลำต้นอ้อยไม่แข็งแรงจึงไม่มีอ้อยโตพอที่จะขยายพันธุ์ ในขณะที่ประเทศไทยมีโรงงานน้ำตาลทั้งหมด 46 โรง มีความต้องการอ้อยมากกว่า 75 ล้านตันต่อปี ทำให้เป็นอุปสรรคอย่างมากหากจะนำมาผลิตเอทานอล

นอกจากนี้ยังมีข้อจำกัดประการอื่นๆ ในการผลิตเอทานอลจากอ้อยอีกได้แก่

- ฤดูการเก็บเกี่ยวอ้อยสั้น คือช่วงเดือนธันวาคมถึงมีนาคมเท่านั้น และการใช้อ้อยไม่สามารถทำสต็อกได้ จึงไม่สามารถใช้เป็นวัตถุดิบได้เกิน 4-5 เดือน
- ราคาอ้อยมี 2 ราคา (ราคาเบื้องต้นและราคาขั้นสุดท้าย) ซึ่งสำหรับอุตสาหกรรมน้ำตาลนั้นเป็นไปตามกลไกของราคาน้ำตาลในตลาดโลก แต่การผลิตเอทานอลสามารถกำหนดได้ราคาเดียว จะทำให้เกิดปัญหาเรียกร้องค่าอ้อยในกรณีราคาอ้อยขั้นสุดท้ายสูงกว่าราคาเบื้องต้น
- ราคาอ้อยเบื้องต้น (ปี 2548/49) อยู่ที่ประมาณ 850 บาทต่อตัน จากค่าเฉลี่ยอ้อย 1 ตันผลิตเอทานอลได้ 70 ลิตร ต้นทุนวัตถุดิบของการผลิตเอทานอลจึงค่อนข้างสูง ประมาณ 12.14 บาทต่อลิตร (เฉพาะราคาวัตถุดิบ)
- อ้อยเป็นพืชควบคุมภายใต้พระราชบัญญัติอ้อยและน้ำตาล พ.ศ. 2527 ผลิตผลที่เกิดจากอ้อยจะต้องเข้าสู่ระบบแบ่งปันผลประโยชน์ระหว่างชาวไร่กับโรงงานผู้ผลิต



รูปที่ 2.2-1 ผลผลิตอ้อยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2544 - 2548

กากน้ำตาลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการผลิตน้ำตาล ซึ่งโดยทั่วไปจะได้กากน้ำตาลประมาณร้อยละ 5 จากกระบวนการผลิต ในปี 2548 มีปริมาณผลผลิตอ้อยเท่ากับ 47 ล้านตัน คิดเป็นกากน้ำตาลที่ได้ประมาณ 2.25 ล้านตัน (กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ 2549)โดยมีการบริโภคในประเทศ 1.26 ล้านตัน ทั้งนี้โดยกากน้ำตาลประมาณร้อยละ 60 จะนำไปใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตสุรา อีกร้อยละ 30 นำไปใช้ในอุตสาหกรรมอาหารสัตว์ และที่เหลืออีกร้อยละ10 นำไปใช้ในอุตสาหกรรมผงชูรส/ไลซีน ดังนั้น หากนำกากน้ำตาลมาใช้ในการผลิตเอทานอลจึงเป็นการเพิ่มอุปสงค์ของวัตถุดิบ นอกจากนี้การผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลยังมีต้นทุนสูง กล่าวคือ กากน้ำตาล 1 ตันจะสามารถผลิตเอทานอลได้ 250 ลิตร (กรมวิชาการเกษตร 2548) ปัจจุบันราคากากน้ำตาลอยู่ที่ประมาณ 4,000-4,500 บาทต่อตัน (จากการสำรวจ) และมีแนวโนมจะเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ ทำให้ต้นทุนการผลิตเอทานอลอยู่ที่ประมาณ 19 บาทต่อลิตร (เฉพาะค่าวัตถุดิบ) (ที่มา http://oae.go.th)

จากการคาดการณ์ปริมาณผลผลิตอ้อยล่วงหน้าระหว่างปี 2550-2560 พบว่าจะมีปริมาณผลผลิตอ้อยเท่ากับ 66 ล้านตัน/ปี จะได้กากน้ำตาลประมาณ 3.3 ล้านตัน โดยปริมาณกากน้ำตาลที่ผลิตได้ นำไปใช้ในการทำสุรา ผงชูรส ฯลฯ ประมาณ 1 ล้านตันและส่วนที่เหลืออีก 2.3 ล้านตันนำมาผลิตเอทานอล ซึ่งปริมาณกากน้ำตาล 2.3 ล้านตันต่อปี จะสามารถผลิตเอทานอลได้เท่ากับ 1.60 ล้านลิตร/วัน หรือ 575 ล้านลิตร/ปี ทั้งนี้ราคากากน้ำตาลส่งออกต้องไม่สูงกว่า 100 ดอลล่าร์สหรัฐ/ตัน ในกรณีที่สามารถเพิ่มผลผลิตต่อไร่จากประมาณ 7-8 ตันต่อไร่เป็น 12 ตันต่อไร่ (ตัวเลขประเทศบราซิล) ได้ใน 5 ปี ผลผลิตอ้อยในปี 2554 เป็นต้นไปจนถึงปี 2560 จะเท่ากับ 77 ล้านตัน/ปี จากพื้นที่ปลูกประมาณ 6.4 ล้านไร่เท่าเดิม และได้กากน้ำตาล 3.85 ล้านตัน/ปี เมื่อหักส่วนที่ใช้ในประเทศซึ่งสมมติให้คงที่ออก จะเหลือ 2.85 ล้านตัน/ปี ซึ่งนำไปผลิตเป็นเอทานอลได้ 1.979 ล้านลิตร/วัน หรือ 712.5 ล้านลิตร/ปี

โดยสรุปอาจกล่าวได้ว่าการผลิตเอทานอลจากอ้อยในปัจจุบันยังมีอุปสรรคหลายประการทำให้มีความเป็นไปได้น้อย แต่ในอนาคตอาจมีความเป็นไปได้สูงขึ้นหากมีการแก้กฎหมายและส่งเสริมและพัฒนาการปลูกอ้อยให้ได้ผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้น

2.2.3 เศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร

คณะผู้วิจัยได้ศึกษาโอกาสที่นำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมาใช้ผลิตเอทานอล และพบว่าเศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรที่สามารถนำมาผลิตเอทานอล ได้แก่ ผลพลอยได้จากข้าว (ฟางข้าว แกลบ รำข้าว และข้าวหัก) ผลพลอยได้จากข้าวโพด (ใบข้าวโพด ลำต้นข้าวโพด เปลือกข้าวโพด และซังข้าวโพด) และ ผลพลอยได้จากปาล์มน้ำมัน (ทะลายเปล่า กากเนื้อและเมล็ดในปาล์ม เส้นใย และกะลา) ทั้งนี้ยังต้องการเวลาในการพัฒนาเทคโนโลยีพอสมควร ประเทศไทยควรติดตามและเริ่มงานวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีนี้

2.2.4 สรุปศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล

จากปริมาณมันสำปะหลังและกากน้ำตาลที่ผลิตได้ในปัจจุบันและที่คาดการณ์ในอนาคต คณะผู้วิจัยมีความมั่นใจว่าเป้าหมายที่จะผลิตเอทานอลในปี 2554 ให้ได้วันละ 3 ล้านลิตรหรือมากกว่า มีความเป็นไปได้สูง แต่ต้องมีมาตรการให้ดำเนินการสนับสนุนการเพิ่มการผลิตมันสำปะหลังตามแผนของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์อย่างเร่งด่วน โดยเฉพาะการเพิ่มผลผลิตและพื้นที่ปลูกมันสำปะหลัง เพราะประเทศมีองค์ความรู้พอเพียง ส่วนการเพิ่มผลผลิตอ้อยหรือกากน้ำตาลยังมีโอกาสทำได้พอควร โดยเฉพาะการปรับปรุงพันธุ์ ระบบชลประทานและการบริหารจัดการไร่ตามแผนของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ และที่สำคัญอย่างยิ่งรัฐควรมีนโยบายในการกำหนดราคาวัตถุดิบและราคาเอทานอลที่ชัดเจน เพื่อให้ผู้ประกอบการมั่นใจว่าจะสามารถแข่งขันได้ เพราะทั้งมันสำปะหลังและกากน้ำตาลในปัจจุบันส่วนใหญ่ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมอาหารและเครื่องดื่มแอลกอฮอล์ซึ่งมีตลาดส่งออกที่ใหญ่กว่าและราคาดีกว่า

โดยสรุป ศักยภาพสูงสุดของเอทานอลที่จะผลิตได้คือ 6 ล้านลิตรต่อวันในปี 2554 หากจะเพิ่มผลผลิตให้มากขึ้นกว่าปริมาณดังกล่าวก็อาจเป็นไปได้ แต่ต้องปรับโครงสร้างการผลิตผลิตผลทางการเกษตรโดยเฉพาะการผลิตอ้อยและน้ำตาลและการผลิตมันสำปะหลัง ซึ่งหากสามารถทำได้ คาดว่าศักยภาพสูงสุดของการผลิตและการใช้เอทานอลจากมันสำปะหลัง อ้อย และกากน้ำตาลในปี 2559 อาจสูงถึง 7.5 ล้านลิตรต่อวัน

2.3 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล

พืชน้ำมันที่คณะผู้วิจัยศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการผลิตไบโอดีเซล ได้แก่ ปาล์มน้ำมัน สบู่ดำ และมะพร้าว รวมถึงน้ำมันพืชใช้แล้ว โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.3.1 ปาล์มน้ำมัน

จากการรวบรวมข้อมูลจากแหล่งต่างๆ และการสำรวจข้อมูลภาคสนาม พบว่ามีความเป็นไปได้ค่อนข้างมากที่จะดำเนินการตามนโยบายส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลในปี 2554 ที่ต้องการใช้ไบโอดีเซล บี1 จำนวน 0.8 ล้านลิตร/วัน ไบโอดีเซล บี2 จำนวน 1.6 ล้านลิตร/วัน หรือคิดเป็นปริมาณเมทิลเอสเทอร์ที่ใช้ผสมกับน้ำมันดีเซลเท่ากับ 0.041 ล้านลิตร/วัน นั้นได้ทันที เนื่องจากปริมาณของน้ำมันปาล์มที่เหลือใช้ในประเทศขณะนี้มีประมาณ 0.53 ล้านลิตร/วัน สำหรับการดำเนินการตามนโยบายในปี 2554 ที่ต้องการไบโอดีเซล บี100 หรือ เมทิลเอสเทอร์ จำนวน 3 ล้านลิตร/วันได้ หากดำเนินการขยายพื้นที่เพาะปลูกปาล์มตามแผนของกระทรวงเกษตรฯ คือ 3 แสนไร่ต่อปี อาจส่งผลให้มีการผลิตไบโอดีเซลในปี 2554 ระหว่าง 1.48-3.24 ล้านลิตรต่อวัน ดังแสดงใน

ตารางที่ 2.3-1 ทั้งนี้ในกรณีต่ำสุดนั้น คิดจากฐานปัจจุบันที่มีข้อจำกัดด้านการขยายพื้นที่ให้ผลผลิตจริง และยังไม่มีการปรับปรุงอัตราการผลิตผลปาล์มต่อหน่วยพื้นที่ แต่หากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเร่งรัดส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตอย่างจริงจัง ไม่ว่าจะเป็นการใช้ Good Agricultural Practice (GAP) การใช้กล้าพันธุ์ปาล์มที่ให้ผลผลิตสูง (ผลผลิตปาล์มน้ำมันทะลายของเกษตรกรทั่วไปเฉลี่ยประมาณ 1.2 – 2.5 ตัน/ไร่ ซึ่งต่ำกว่าผลผลิตปาล์มน้ำมันทะลายของเอกชนที่มีการจัดการดูแลที่ดีกว่าโดยมีผลผลิตเฉลี่ยประมาณ 3.5 – 5 ตัน/ไร่ และ 2.5-3.5 ตัน/ไร่ ของหน่วยงานรัฐ(ข้อมูลจากการสำรวจ)) อีกทั้งมีการคัดสรรพื้นที่ส่งเสริมให้เหมาะสมเพื่อเพิ่มสัดส่วนของพื้นที่ให้ผลผลิตต่อพื้นที่เพาะปลูกแล้ว ก็มีโอกาสที่จะผลิตไบโอดีเซลได้ถึง 3.0 ล้านลิตรต่อวัน

เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมัน คณะผู้วิจัยได้ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการเพิ่มปริมาณน้ำมันปาล์ม โดยสำรวจถึงความสามารถในการผลิตเมล็ดพันธุ์ (ประมาณ 10 ล้านเมล็ดงอก/ปี) และพื้นที่ที่เหมาะสมกับการขยายการปลูกเพิ่มขึ้นปีละ 300,000 ไร่ ตามแผนงานของกระทรวงเกษตรฯ และอัตราผลผลิตต่อไร่เฉลี่ยที่ผ่านมาคือ ประมาณ 2.5 ตันผลปาล์มต่อไร่ต่อปี คณะวิจัยได้ทำการคาดการณ์ถึงปี 2560 ถึงปริมาณผลผลิตน้ำมันปาล์มดิบ ปริมาณน้ำมันปาล์มส่วนเกิน (หลังหักความต้องการภายในประเทศ) และปริมาณผลผลิตน้ำมันไบโอดีเซล (B100) ใน 4 กรณี ดังนี้

<u>กรณีที่ 1</u> สมมุติให้พื้นที่ให้ผลผลิตที่เพิ่มขึ้นเท่ากับพื้นที่เพาะปลูกที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีคือ 300,000 ไร่ และไม่มีการปรับปรุงอัตราการผลิตผลปาล์ม (คงที่ 2.5 ตัน/ไร่/ปี)

<u>กรณีที่ 2</u> สมมุติให้พื้นที่ให้ผลผลิตเพิ่มขึ้นเหมือนกรณีที่ 1 แต่มีการปรับปรุงอัตราการผลิตผลปาล์ม โดยการใช้ Good Agricultural Practices (GAP) จนทำให้อัตราการผลิตผลปาล์มเพิ่มขึ้นเป็น 3.5 ตัน/ไร่/ปี โดยพื้นที่ที่มีการเพิ่มผลผลิตดังกล่าวเพิ่มขึ้นปีละ 10% ของพื้นที่ให้ผลผลิตทั้งหมด

<u>กรณีที่ 3</u> สมมุติให้พื้นที่ให้ผลผลิตเพิ่มขึ้นเพียงปีละ 150,000 ไร่ (เนื่องจากอาจมีข้อจำกัดด้านปริมาณพื้นที่ที่เหมาะสม ปริมาณกล้าพันธุ์ปาล์มที่ได้มาตรฐาน และความรู้ความสามารถของเกษตรกร เป็นต้น) โดยไม่มีการปรับปรุงอัตราการผลิตผลปาล์ม (คงที่ 2.5 ตัน/ไร่/ปี)

<u>กรณีที่ 4</u> สมมุติให้มีการขยายพื้นที่ให้ผลผลิตเหมือนกรณีที่ 3 แต่มีการปรับปรุงอัตราการผลิตผลปาล์ม เหมือนกรณีที่ 2

ตารางที่ 2.3-1 การคาดการณ์ผลผลิตน้ำมันปาล์มดิบและไบโอดีเซล

กรณีที่ 1 กำหนดพื้นที่เก็บเกี่ยวเพิ่มขึ้นปีละ 300,000 ไร่ และปริมาณผลผลิตอยู่ที่ 2.5 ตัน/ไร่

ปี	พื้นที่เก็บเกี่ยว (ล้านไร่)	ผลผลิต (ตัน/ไร่)	ผลผลิตทั้งหมด (ล้านตัน)	CPO (ล้านตัน)*	ความต้องการภายในประเทศ (ล้านตัน)**	CPO ส่วนเกิน (ล้านตัน)	CPO ส่วนเกิน (ล้านลิตรต่อวัน)
2550	2.20	2.50	5.50	1.10	0.83	0.27	0.83
2551	2.50	2.50	6.25	1.25	0.85	0.40	1.23
2552	2.80	2.50	7.00	1.40	0.87	0.53	1.63
2553	3.10	2.50	7.75	1.55	0.90	0.65	2.00
2554	3.40	2.50	8.50	1.70	0.92	0.78	2.40
2555	3.70	2.50	9.25	1.85	0.95	0.90	2.77
2556	4.00	2.50	10.00	2.00	0.98	1.02	3.14
2557	4.30	2.50	10.75	2.15	1.01	1.14	3.51
2558	4.60	2.50	11.50	2.30	1.04	1.26	3.88
2559	4.90	2.50	12.25	2.45	1.07	1.38	4.25
2560	5.20	2.50	13.00	2.60	1.10	1.50	4.62

กรณีที่ 2 กำหนดพื้นที่เก็บเกี่ยวเพิ่มขึ้นปีละ 300,000 ไร่ สมมุติให้ในแต่ละปี (เริ่มปี 2551) สามารถส่งเสริม GAP ได้ 10% ของพื้นที่เก็บเกี่ยวที่ให้ผลผลิต 3.5 ตัน/ไร่/ปี

ปี	พื้นที่เก็บเกี่ยว (ล้านไร่)	ผลผลิต (ตัน/ไร่)	ผลผลิตทั้งหมด (ล้านตัน)	CPO (ล้านตัน)*	ความต้องการภายในประเทศ (ล้านตัน)**	CPO ส่วนเกิน (ล้านตัน)	CPO ส่วนเกิน (ล้านลิตรต่อวัน)
2550	2.20	2.50	5.50	1.10	0.83	0.27	0.83
2551	2.50	2.60	6.50	1.30	0.85	0.45	1.39
2552	2.80	2.70	7.56	1.51	0.87	0.64	1.98
2553	3.10	2.80	8.68	1.74	0.90	0.84	2.57
2554	3.40	2.90	9.86	1.97	0.92	1.05	3.24
2555	3.70	3.00	11.10	2.22	0.95	1.27	3.91
2556	4.00	3.10	12.40	2.48	0.98	1.50	4.62
2557	4.30	3.20	13.76	2.75	1.01	1.74	5.36
2558	4.60	3.30	15.18	3.04	1.04	2.00	6.14
2559	4.90	3.40	16.66	3.33	1.07	2.26	6.96
2560	5.20	3.50	18.20	3.64	1.10	2.54	7.82

กรณีที่ 3 กำหนดพื้นที่เก็บเกี่ยวเพิ่มขึ้นปีละ 150,000 ไร่ และปริมาณผลผลิตอยู่ที่ 2.5 ตัน/ไร่

ปี	พื้นที่เก็บเกี่ยว (ล้านไร่)	ผลผลิต (ตัน/ไร่)	ผลผลิตทั้งหมด (ล้านตัน)	CPO (ล้านตัน)*	ความต้องการภายในประเทศ (ล้านตัน)**	CPO ส่วนเกิน (ล้านตัน)	CPO ส่วนเกิน (ล้านลิตรต่อวัน)
2550	2.20	2.50	5.50	1.10	0.83	0.27	0.83
2551	2.35	2.50	5.88	1.18	0.85	0.33	1.00
2552	2.50	2.50	6.25	1.25	0.87	0.38	1.17
2553	2.65	2.50	6.63	1.33	0.90	0.43	1.31
2554	2.80	2.50	7.00	1.40	0.92	0.48	1.48
2555	2.95	2.50	7.38	1.48	0.95	0.53	1.62
2556	3.10	2.50	7.75	1.55	0.98	0.57	1.75
2557	3.25	2.50	8.13	1.63	1.01	0.62	1.89
2558	3.40	2.50	8.50	1.70	1.04	0.66	2.03
2559	3.55	2.50	8.88	1.78	1.07	0.71	2.17
2560	3.70	2.50	9.25	1.85	1.10	0.75	2.31

กรณีที่ 4 กำหนดพื้นที่เก็บเกี่ยวเพิ่มขึ้นปีละ 150,000 ไร่ สมมุติให้ในแต่ละปี (เริ่มปี 2551) สามารถส่งเสริม GAP ได้ 10% ของพื้นที่เก็บเกี่ยวที่ให้ผลผลิต 3.5 ตัน/ไร่/ปี

ปี	พื้นที่เก็บเกี่ยว (ล้านไร่)	ผลผลิต (ตัน/ไร่)	ผลผลิตทั้งหมด (ล้านตัน)	CPO (ล้านตัน)*	ความต้องการภายในประเทศ (ล้านตัน)**	CPO ส่วนเกิน (ล้านตัน)	CPO ส่วนเกิน (ล้านลิตรต่อวัน)
2550	2.20	2.50	5.50	1.10	0.83	0.27	0.83
2551	2.35	2.60	6.11	1.22	0.85	0.37	1.15
2552	2.50	2.70	6.75	1.35	0.87	0.48	1.48
2553	2.65	2.80	7.42	1.48	0.90	0.58	1.80
2554	2.80	2.90	8.12	1.62	0.92	0.70	2.17
2555	2.95	3.00	8.85	1.77	0.95	0.82	2.52
2556	3.10	3.10	9.61	1.92	0.98	0.94	2.90
2557	3.25	3.20	10.40	2.08	1.01	1.07	3.29
2558	3.40	3.30	11.22	2.24	1.04	1.20	3.71
2559	3.55	3.40	12.07	2.41	1.07	1.34	4.14
2560	3.70	3.50	12.95	2.59	1.10	1.49	4.59

หมายเหตุ * กำหนดให้ปาล์มทะลายสด 1 ตัน สามารถผลิต CPO ได้ 0.2 ตัน ** ค่าโดยประมาณตามยุทธศาสตร์อุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันปี 2547-2572

2.3.2 สบู่ดำ

สบู่ดำเป็นพืชที่พบเห็นได้ง่ายในภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ชาวบ้านนิยมใช้ปลูกเป็นแนวรั้ว เพราะสัตว์เลี้ยงประเภทวัว ควาย ไม่กัดกินใบ เนื่องจากเป็นไม้ที่มียางสีขาว รสเฝื่อน พันธุ์ของสบู่ดำที่มีในประเทศไทยมีหลายสายพันธุ์ มีชื่อเรียกตามแหล่งเพาะปลูก ตัวอย่างของสายพันธุ์ที่มีการเพาะปลูกและเก็บข้อมูลปริมาณผลผลิตไว้ เช่น

(1) พันธุ์สตูล ให้ผลผลิต 102 กิโลกรัมต่อไร่

(2) พันธุ์มุกดาหาร ปลูกด้วยท่อนพันธุ์ ปีแรกได้ผลผลิต 48 กก.ต่อไร่ ปีที่ 2 และ 3 ได้ 303 และ 139 กก.ต่อไร่ ตามลำดับ

(3) พันธุ์กาฬสินธุ์ ให้ผลผลิตเฉลี่ย 116 กก.ต่อไร่

โดยทั่วไปเมล็ดสบู่ดำจะมีปริมาณน้ำมันร้อยละ 35 ของน้ำหนักเมล็ด เมล็ดสบู่ดำ จำนวน 4 กิโลกรัม นำมาสกัดเป็นน้ำมันได้ 1 ลิตร และที่เหลือเป็นกากจำนวน 3 กิโลกรัม โดยผลผลิตที่ได้ยังขึ้นอยู่กับการดูแลด้วย ดังแสดงในตารางที่ 2.3 – 2

ตารางที่ 2.3-2 ความแตกต่างของผลผลิตสบู่ดำตามสภาพการปลูก

วิธีปลูก	ผลผลิต (กก./ไร่/ปี)	ปริมาณน้ำมัน (ลิตร/ไร่/ปี)
ปลูกแบบไม่มีการดูแล	100 – 300	25 – 75
ปลูกแบบสภาพทั่วไป	300 – 500	75 - 125
ปลูกแบบสภาพสวน (กำแพงแสน)	600 – 800	150 - 200

ที่มา : กรมส่งเสริมการเกษตร http://www.doa.go.th/

ในแง่ของการลงทุน เมื่อพิจารณาต้นทุนการผลิตเมล็ดสบู่ดำซึ่งอยู่ที่กิโลกรัมละ 3.10 บาท เกษตรกรผู้ผลิตจะมีรายได้ประมาณไร่ละ 2,400 บาท (800 กก./ไร่) เมื่อเปรียบเทียบกับต้นทุนการผลิต 2,500 บาทต่อไร่ (กรณีต้นกล้าราคา 3 บาท) ผลตอบแทนที่เกษตรกรได้รับไม่คุ้มค่า โดยราคาต้นทุนน้ำมันสบู่ดำดิบจะอยู่ที่ประมาณลิตรละ 12.50 บาท เมื่อนำน้ำมันดังกล่าวไปผ่านขบวนการ Transesterification เพื่อทำเป็นไบโอดีเซล จะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นอีกประมาณลิตรละ 3.00 บาท รวมเป็นต้นทุนราคาไบโอดีเซลจากสบู่ดำลิตรละ 15.50 บาท (12.50+3.00) หากต้นทุนการผลิตเมล็ดสบู่ดำเพิ่มขึ้นเป็นไร่ละ 3,300, 4,100 และ 5,300 บาท จะมีผลให้ต้นทุนราคาไบโอดีเซลจากสบู่ดำเพิ่มขึ้นเป็นลิตรละ 19.50, 23.50 และ 29.50 บาท ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับราคาน้ำมันดีเซลในปัจจุบัน สบู่ดำจึงยังไม่เป็นที่จูงใจในการผลิตเพื่อทดแทนน้ำมันดีเซล

ปัจจุบันศักยภาพของสบู่ดำในเชิงอุตสาหกรรมเพื่อผลิตไบโอดีเซลยังต่ำมากเมื่อเทียบกับปาล์มน้ำมันทั้งในเรื่องของพื้นที่ปลูก ผลผลิตต่อไร่ และต้นทุน อีกทั้งการศึกษาเบื้องต้นยังบ่งชี้ว่าหากจะให้คุ้มทุน ผลผลิตสบู่ดำจะต้องไม่ต่ำกว่า 800 กก./ไร่ ซึ่งหมายถึงจะต้องใช้สบู่ดำพันธุ์ดีร่วมกับการดูแลที่ดีด้วย ซึ่งอาจส่งผลให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้นได้ ทั้งนี้ต้องอาศัยการวิเคราะห์แผนในเชิงธุรกิจอย่างละเอียดเพื่อช่วยให้เห็นภาพชัดเจนขึ้นโดยเฉพาะต้นทุนผันแปร เช่น ค่าแรงงานในการเพาะปลูก การดูแลรักษา ตัดแต่งกิ่ง ให้น้ำ-ปุ๋ย และค่าแรงในการเก็บเกี่ยวผลผลิต เป็นต้น ปัจจุบันมีบริษัทเอกชนร่วมกับกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีได้ส่งเสริมการปลูกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งจะทำให้ได้ข้อมูลและประสบการณ์จริงในการปลูกสบู่ดำเพิ่มมากขึ้น และช่วยให้เกษตรกรมีทางเลือกในการใช้น้ำมันสบู่ดำเป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องจักรกลการเกษตรในยามที่เกิดวิกฤตพลังงาน อันจะเป็นการช่วยเหลือเกษตรกรอีกทางเลือกหนึ่ง

ดังนั้น จะต้องมีการวิจัยต้นพันธุ์ของสบู่ดำเพื่อเพิ่มผลการผลิตให้อยู่ในระดับที่คุ้มทุน และดึงดูดเกษตรกรให้ปลูกสบู่ดำ

2.3.3 มะพร้าว

ประเทศไทยปลูกมะพร้าวประมาณ 2.1 ล้านไร่ ส่วนใหญ่อยู่ทางภาคใต้ ได้ผลผลิตเฉลี่ยประมาณ 700 กก./ไร่ ราคาขายผันผวนมากอยู่ในช่วงระหว่าง 2-5.6 บาท/กก. มะพร้าวที่ผลิตได้ส่วนใหญ่ใช้ในการบริโภคในครัวเรือน ผลิตน้ำมันมะพร้าวเพื่อส่งออก และผลิตกะทิ จากการวิเคราะห์สถิติการสมดุลมะพร้าวของไทย และราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้จากมะพร้าว พบว่าราคาน้ำมันมะพร้าวดิบค่อนข้างสูง (10-28 บาทต่อกก.) เมื่อบวกกับค่าใช้จ่ายในการทำเป็นไบโอดีเซล จะทำให้มีราคาสูงกว่าที่ได้จากปาล์มน้ำมัน

จากการศึกษาที่ผ่านมาศักยภาพการใช้น้ำมันมะพร้าวในอุตสาหกรรมไบโอดีเซล น้อยกว่าปาล์มน้ำมันมาก อันเนื่องมาจากสาเหตุหลายประการดังนี้

(1) ปริมาณมะพร้าวล้นตลาดจึงส่งผลให้ราคาน้ำมันมะพร้าวตกต่ำต่อเนื่องมาหลายปี ทำให้เกษตรกรไม่เอาใจใส่การปลูกและดูแลสวนมะพร้าว บางรายโค่นต้นมะพร้าวเพื่อนำไม้ไปขายและเปลี่ยนไปเพาะปลูกไม้ผลชนิดอื่นแทน

(2) ตลาดน้ำมันมะพร้าวเพื่อบริโภคจำกัดเนื่องจากการแทนที่ด้วยน้ำมันปาล์ม และแนวโน้มจะลดลงในอนาคตตามอัตราการขยายตัวของอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม ประกอบกับราคาของวัตถุดิบคือ มะพร้าวผลแห้ง มีราคาผันผวนตามความต้องการของตลาดมาก สาเหตุจากเมื่อราคาของมะพร้าวผลดิบมีราคาสูงเกษตรกรจะขายมะพร้าวผลดิบมากจนราคามะพร้าวผลแห้งขาดตลาด ทำให้ราคามะพร้าวผลแห้งมีราคาสูง ส่งผลให้ราคาน้ำมันมะพร้าวมีราคาสูงตามไปด้วย

(3) รัฐไม่ให้ความสนใจและสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนามะพร้าว ไม่ว่าจะเป็นการพัฒนาสายพันธุ์มะพร้าวให้มีปริมาณผลผลิตและน้ำมันสูง หรือการพัฒนาเทคโนโลยีในการเพาะปลูก เทคโนโลยีการเก็บรักษาภายหลังเก็บเกี่ยว เทคโนโลยีในการแปรรูปผลิตภัณฑ์มะพร้าว เป็นต้น

(4) การปรับเปลี่ยนรูปแบบของผลิตภัณฑ์ จากผลิตภัณฑ์ราคาถูกอย่างน้ำมันมะพร้าว (Coconut oil) มาเป็นผลิตภัณฑ์มูลค่าสูงอย่าง Coconut virgin oil ซึ่งมีราคาขายประมาณ 300 บาท/กิโลกรัม โดยจำหน่ายให้แก่ลูกค้ากลุ่มเครื่องสำอาง สถานเสริมความงาม เพื่อเป็นสินค้าส่งออกจำหน่ายไปยังต่างประเทศ มีการจัดตั้งกลุ่มแม่บ้านและกลุ่มสหกรณ์ในชุมชนที่มีการเพาะปลูกมะพร้าวเป็นจำนวนมาก โดยส่งเสริมให้มีการผลิต Coconut virgin oil ในระดับอุตสาหกรรมขนาดเล็กและขนาดกลางให้กลายเป็นผลิตภัณฑ์ประจำท้องถิ่นในหลายชุมชนในประเทศ

(5) ปัญหาการขาดแคลนแรงงาน การจำหน่ายผลผลิตมะพร้าวของเกษตรกรให้แก่พ่อค้าที่มารับซื้อจะมีการตกลงราคาผลผลิตแบบเหมารวมทั้งหมด และให้ผู้ซื้อเก็บผลผลิตจากต้นมะพร้าวเอง เนื่องจากการเก็บเกี่ยวมะพร้าวมีค่าใช้จ่ายประมาณ 0.5 – 1 บาท/ลูก ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายสูง อีกทั้งการขาดแคลนแรงงานในการจัดการสวนมะพร้าว ทำให้เกิดข้อจำกัดในการขยายตัวของอุตสาหกรรมมะพร้าวในประเทศ

โดยสรุปการนำน้ำมันมะพร้าวมาผลิตไบโอดีเซลในปัจจุบันมีศักยภาพต่ำและคาดว่าศักยภาพดังกล่าวจะลดลงอย่างต่อเนื่องในอนาคต เพราะไม่สามารถแข่งขันด้านราคากับการใช้เป็นอาหาร การส่งออก และตลาดสปา ซึ่งเติบโตอย่างรวดเร็ว การลดต้นทุนอาจทำได้โดยการเพิ่มผลผลิตด้วยการส่งเสริมการปลูกมะพร้าวพันธุ์ดีที่ให้น้ำมันสูง การเพิ่มพื้นที่ปลูก และการจัดการสวนที่ดี

2.3.4 น้ำมันพืชใช้แล้ว

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการใช้น้ำมันพืชในภาคครัวเรือน สถานประกอบการ โรงงานอุตสาหกรรม และผู้จำหน่ายของทอดในตลาดรวมทั้งสิ้นประมาณ 574 ล้านลิตรต่อปี โดยร้อยละ 75 เป็นการใช้ในครัวเรือน ส่วนน้ำมันที่เหลือจากการใช้นั้นมีทั้งหมดปีละประมาณ 74.5 ล้านลิตร โดยมาจากภาคครัวเรือน 47.2 ล้านลิตร (ร้อยละ 63.4) รองลงมาได้แก่กลุ่มสถานประกอบการ 22.5 ล้านลิตร (ร้อยละ 30.3) โรงงานอุตสาหกรรม 3.4 ล้านลิตร (ร้อยละ4.6) และ ผู้จำหน่ายของทอดในตลาด 1.3 ล้านลิตรต่อปี (ร้อยละ 1.7)

น้ำมันพืชที่ใช้แล้วส่วนหนึ่งจะถูกทิ้งขณะที่อีกส่วนจะถูกนำกลับมาใช้ในรูปแบบต่างๆ โดยเฉพาะการนำมาผลิตอาหารสัตว์ และนำมาฟอกเพื่อบรรจุหรืออาจบรรจุพร้อมการผสมน้ำมันพืชใหม่เพื่อนำมาขายอีกครั้งให้แก่สถานที่ประกอบอาหารต่างๆ นอกจากนี้ยังมีการนำไปใช้ในการผลิตน้ำมันหอยหรือผสมอาหาร และใช้เป็นเชื้อเพลิง สิ่งที่น่าสนใจประการหนึ่งจากการศึกษาการนำน้ำมันพืชใช้แล้วมาผลิตไบโอดีเซล คือประเทศไทยมีระบบการจัดการน้ำมันพืชใช้แล้วที่ค่อนข้างมีประสิทธิภาพอยู่แล้ว โดยสถานประกอบการต่างๆ มักจะไม่ทิ้งน้ำมันใช้แล้ว เนื่องจากสามารถขายได้ในราคาที่สูงถึงลิตรละ 10 บาท และหากนำไปปรับปรุงจะสามารถขายได้ราคาประมาณลิตรละ 30 บาท (เทียบกับราคาน้ำมันพืชใหม่ 35 บาทต่อลิตร)

โดยสรุปปัญหาการผลิตไบโอดีเซลจากน้ำมันพืชใช้แล้ว คือ การแข่งขันด้านราคากับการนำกลับมาใช้ประโยชน์แบบอื่น ทำให้ต้นทุนไบโอดีเซลที่ผลิตได้มีราคาสูง การปรับปรุงกระบวนการเก็บกลับเมทิลแอลกอฮอล์และเพิ่มความบริสุทธิ์ของผลิตภัณฑ์พลอยได้กรีเซอร์ลีนเพื่อให้ขายได้จะช่วยให้ต้นทุนถูกลง แต่อาจเพิ่มต้นทุนในการผลิตให้สูงขึ้นด้วย

2.3.5 สรุปศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล

การผลิตและใช้ไบโอดีเซล (บี100) ให้ได้ตามเป้าหมายของรัฐบาลที่ 3 ล้านลิตร/วัน ในปี 2554 มีโอกาสเป็นไปได้ โดยมีเงื่อนไขว่าหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต้องมีการขยายพันธุ์ให้ผลผลิตให้ได้ตามเป้าหมายและเร่งรัดส่งเสริมอย่างจริงจัง ไม่ว่าจะเป็นการใช้ GAP การใช้กล้าพันธุ์ปาล์มที่ให้ผลผลิตสูง ส่วนมะพร้าวซึ่งมีการปลูกมากในประเทศและไม่มีปัญหาการแย่งชิงพื้นที่กับปาล์มน้ำมัน มีตลาดใหญ่อยู่ที่การบริโภคและผลิตน้ำมันเพื่อส่งออกเป็นหลัก จึงเกิดการแข่งขันด้านราคาหากนำมาผลิตไบโอดีเซลจะทำให้ต้นทุนสูง ดังนั้นการส่งเสริมการปลูกมะพร้าวพันธุ์ดี รวมทั้งแผนส่งเสริมการเพิ่มพื้นที่ปลูกและการบริหารจัดการสวนที่ดีจะช่วยแก้ปัญหาได้ระดับหนึ่ง ขณะที่สบู่ดำจำเป็นต้องศึกษาวิจัยเพื่อพัฒนาสายพันธุ์และวิธีการปลูก ส่วนน้ำมันพืชใช้แล้วซึ่งยังต้องแข่งขันในเรื่องราคา อาจมีศักยภาพในการผลิตไบโอดีเซลระดับชุมชนเพื่อใช้กับเครื่องจักรกลการเกษตร แต่ยังเป็นปริมาณที่น้อยมากเมื่อเทียบกับเป้าหมายและความต้องการใช้ นโยบายภาครัฐในเรื่องการส่งเสริมการปลูกและการกำหนดราคาทั้งของวัตถุดิบ และไบโอดีเซล จึงเป็นหัวใจสำคัญในการเพิ่มการผลิตไบโอดีเซล

โดยสรุปจะเห็นได้ว่าปริมาณไบโอดีเซลที่จะผลิตได้สูงสุดในปี 2554 และ2559 จะเท่ากับ 3.24 และ 6.96 ล้านลิตรต่อวัน โดยที่ต้องได้รับการส่งเสริมตามแผนของภาครัฐอย่างจริงจังเท่านั้น เพื่อให้มีปริมาณผลผลิตเพียงพอที่จะสามารถตอบสนองเป้าหมายที่ตั้งไว้ 3 ล้านลิตรต่อวัน

2.4 การประเมินศักยภาพชีวมวลเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า

ในการศึกษานี้ได้แบ่งชีวมวลเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม คือ เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร เศษวัสดุจากอุตสาหกรรมไม้แปรรูปและเฟอร์นิเจอร์ และชีวมวลจากไม้โตเร็ว ซึ่งผลการประเมินศักยภาพของชีวมวลในกลุ่มต่าง ๆ สรุปได้ ดังต่อไปนี้

2.4.1 เศษวัสดุเหลือทิ้งจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร

พืชเกษตรที่ได้ศึกษา ได้แก่ ข้าว อ้อย ข้าวโพด ปาล์ม และมันสำปะหลัง ซึ่งผลการประเมินของพืชแต่ละประเภทสรุปได้ดังต่อไปนี้

<u>ข้าว</u>

ข้าวมีพื้นที่เพาะปลูกทั่วประเทศทั้งสิ้นประมาณ 57 ล้านไร่ (18% ของพื้นที่ประเทศ) โดยมีผลผลิตในรูปข้าวเปลือก 24.2 – 27.0 ล้านตัน/ปี (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร พ.ศ. 2542-2547) เศษวัสดุที่นำมาใช้ผลิตพลังงานได้ คือ แกลบซึ่งเป็นเศษวัสดุที่เก็บได้จากการสีข้าว และฟางข้าวซึ่งเป็นเศษวัสดุที่เกิดจากการเก็บเกี่ยว แกลบที่เกิดขึ้นถูกเก็บรวบรวม ณ โรงสี ในสัดส่วนต่อผลผลิตที่ 0.16 – 0.23 (ผลสำรวจภาคสนาม 0.20) และมีค่าความร้อนประมาณ 14-15 MJ/kg จากการสอบถามข้อมูลจากโรงสีพบว่า ในปัจจุบันแกลบถูกจำหน่ายเพื่อใช้ประโยชน์ เช่น เป็นเชื้อเพลิงและปูพื้นฟาร์มเลี้ยงไก่ ในราคา 800 – 1,000 บาท/ตัน ขึ้นอยู่กับพื้นที่และความต้องการของตลาด หรือใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าในโรงสีเอง จึงสรุปได้ว่าปริมาณคงเหลือที่นำมาใช้ได้นั้นมีน้อยมาก (~0) ในส่วนของฟางข้าวซึ่งเป็นเศษวัสดุที่สามารถเก็บรวบรวมได้ในนาข้าวนั้นมีสัดส่วนต่อผลผลิตอยู่ที่ 0.45 – 1.19 (ผลสำรวจภาคสนาม 0.43-0.75) และมีค่าความร้อนประมาณ 14-15 MJ/kg เช่นกัน การใช้ประโยชน์จากฟางข้าวนั้นมีหลากหลาย เช่น ใช้ในการทำปุ๋ยคลุมดิน เลี้ยงสัตว์ เพาะเห็ด ปลูกผัก ฯลฯ แต่ด้วยความยากลำบากในการจัดเก็บ และความจำเป็นในการเร่งเตรียมพื้นที่เพาะปลูกรอบต่อไปของเกษตรกร ฟางข้าวประมาณ 90% ของที่เกิดขึ้นทั่วประเทศถูกเผาทิ้งและไถกลบ โดยเฉพาะในพื้นที่ภาคกลางและพื้นที่เขตชลประทาน ดังนั้นถ้ามีการจัดเก็บที่เป็นระบบและเหมาะสมกับการใช้ในพื้นที่ภาคกลางแล้ว คาดว่าปริมาณฟางข้าว 40% สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าได้ ซึ่งจากปริมาณที่เกิดขึ้นประเมินในรูปของพลังงานได้ 1,460 – 4,381 ktoe/ปี แต่ในทางปฏิบัติอาจไม่สามารถเก็บรวบรวมฟางข้าวได้ทั้งหมด ดังนั้น หากใช้สมมติฐานว่าสามารถเก็บรวบรวมได้เพียง 75% (Recovery rate 75%) จะสามารถนำมาผลิตพลังงานได้ 1,095 – 3,286 ktoe/ปี หรือในรูปของพลังไฟฟ้าเทียบเท่า 428 – 1,284 MWe (ประสิทธิภาพการแปรรูปความร้อนเป็นไฟฟ้าที่ 20% และโรงไฟฟ้าปฏิบัติการ 6,000 ชั่วโมงต่อปี)

อ้อย

อ้อยมีพื้นที่เพาะปลูกทั่วประเทศโดยเฉลี่ยทั้งสิ้นประมาณ 7 ล้านไร่ (2% ของพื้นที่ประเทศ) โดยมีผลผลิตในรูปของลำต้นประมาณ 50 – 75 ล้านตัน/ปี (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, พ.ศ. 2542-2547) เศษวัสดุที่นำมาใช้ผลิตพลังงานได้ ได้แก่ ชานอ้อย และยอดและใบอ้อย โดยชานอ้อยเกิดจากกระบวนการหีบ ในสัดส่วนต่อผลผลิตที่ 0.25 – 0.30 (ผลสำรวจภาคสนาม 0.29) ส่วนยอดและใบอ้อยนั้นเป็นเศษวัสดุที่เกิดบนพื้นที่เพาะปลูกเมื่อมีการเก็บเกี่ยวในสัดส่วนต่อผลผลิตที่ 0.20 – 0.30 (ผลสำรวจภาคสนาม 0.23) ในปัจจุบันชานอ้อยถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานที่จำเป็นสำหรับกระบวนการผลิตน้ำตาลเกือบ 100% ของปริมาณที่เกิดขึ้นทั้งหมด ทำให้ปริมาณที่เหลือนำมาใช้ประโยชน์ได้นั้นมีน้อยมาก (~0) ในส่วนของใบและยอดอ้อย ส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งก่อนตัด จากข้อมูลการสำรวจพบว่าอ้อยไหม้ไฟมี 0.44 ของอ้อยทั้งประเทศ ในปัจจุบันในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการเก็บยอดอ้อยและนำเข้าโรงงานน้ำตาลพร้อมกับลำต้นเพื่อเพิ่มปริมาณชีวมวลจากการหีบ แต่ยังอยู่ในปริมาณที่จำกัด เพราะต้องควบคุมปริมาณยอดอ้อยไม่ให้มีผลกระทบต่อคุณภาพน้ำตาล กล่าวคือ ค่าความหวานและปริมาณแป้ง จนค่าทั้งสองนี้เกินค่ามาตรฐาน ดังนั้นถ้ามีการจัดเก็บที่เป็นระบบและเหมาะสมกับพื้นที่เพาะปลูกของประเทศ ยอดและใบอ้อยที่เก็บได้จะนำมาเพิ่มศักยภาพในการผลิตพลังงานได้ถึง 1,892 – 4,537 ktoe และหากใช้ Recovery rate 75% ศักยภาพที่คาดว่าจะได้จากอ้อยในการนำมาผลิตพลังงาน คือ 1,419 – 3,268 ktoe หรือในรูปของพลังไฟฟ้าเทียบเท่า 554 – 1,277 MW_e (คิดประสิทธิภาพการแปรรูปความร้อนเป็นไฟฟ้าที่ 20% และโรงไฟฟ้าปฏิบัติการ 6,000 ชั่วโมงต่อปี)

ข้าวโพด

ข้าวโพดมีพื้นที่เพาะปลูกทั้งสิ้นประมาณ 7 ล้านไร่ (2% ของพื้นที่ประเทศ) โดยมีผลผลิตในรูปของเมล็ดข้าวโพด โดยเฉลี่ยประมาณ 4 ล้านตัน/ปี (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, พ.ศ. 2542-2547) เศษวัสดุที่นำมาใช้ประโยชน์ได้ คือ ซังข้าวโพด ในสัดส่วนต่อผลผลิตที่ 0.19 – 0.33 (ผลสำรวจภาคสนาม 0.18 – 0.20) และลำต้นในสัดส่วนต่อผลผลิตที่ 0.82 – 0.89 (ผลสำรวจภาคสนาม 0.89) สถานที่ที่เศษวัสดุทั้งสองเกิดขึ้นนั้นขึ้นอยู่กับวิธีการเก็บเกี่ยว และการใช้ประโยชน์ขึ้นอยู่กับกิจกรรมอาชีพที่ประกอบอยู่ในพื้นที่ โดยพบว่าสัดส่วนของซังข้าวโพดที่ยังคงนำมาใช้ประโยชน์มีเหลือน้อยมาก (~0) ซังข้าวโพดมีค่าความร้อนประมาณ 16 MJ/kg ในส่วนของลำต้นข้าวโพดพบว่ายังมีเหลือกองในพื้นที่เพาะปลูกและสามารถนำมาใช้ประโยชน์โดยนำมาผลิตเป็นพลังงานได้ 1,210 – 1,639 ktoe และหากใช้ Recovery rate เท่ากับ 75% ศักยภาพที่คาดว่าจะได้จากซังข้าวโพดเพื่อใช้ผลิตพลังงาน คือ 908 – 1,229 ktoe หรือในรูปของพลังไฟฟ้าเทียบเท่า 355 -

480 MW_e (คิดประสิทธิภาพการแปรรูปความร้อนเป็นไฟฟ้าที่ 20% และโรงไฟฟ้าปฏิบัติการ 6,000 ชั่วโมงต่อปี)

ปาล์ม

ปาล์มมีพื้นที่เพาะปลูกทั้งสิ้นเกือบ 2 ล้านไร่ (0.5% ของพื้นที่ประเทศ) ซึ่งกว่า 93% ของพื้นที่เพาะปลูกทั้งหมดอยู่ในภาคใต้ โดยมีผลผลิตอยู่ในรูปของผลปาล์มสด (Fresh Fruit Bunch: FFB) ประมาณ 5.2 ล้านตัน/ปี เศษวัสดุจากปาล์มที่นำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงานได้ ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า (Empty Fruit Bunch: EFB) กะลาปาล์ม และเส้นใย ซึ่งเป็นเศษวัสดุที่เกิดจากกระบวนการหีบน้ำมันปาล์ม ในสัดส่วนต่อผลผลิตที่ 0.20 สำหรับทะลายปาล์มเปล่า 0.06 สำหรับกะลาปาล์ม และ 0.14 สำหรับเส้นใย ปัจจุบันเส้นใยถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าในโรงงานหีบน้ำมันปาล์มเกือบทั้งหมด สำหรับกะลาปาล์มจะจำหน่ายเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ เช่น ปูนซีเมนต์ เป็นต้นหรือใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตถ่านกัมมันต์ เมื่อหักลบการใช้ประโยชน์ดังกล่าวออกไป เศษวัสดุจากปาล์มที่มีศักยภาพเหลือพอนำมาใช้ในการผลิตพลังงานสูงสุด ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า เพราะในปัจจุบันยังมีสัดส่วนที่เหลือทิ้งที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้เกือบ 100 % ซึ่งคิดเป็นพลังงานเทียบเท่า 279 - 876 ktoe และหากใช้ Recovery rate 75% จะมีทะลายปาล์มเปล่าที่สามารถนำมาผลิตพลังงานได้ 209 – 657 ktoe หรือในรูปของพลังไฟฟ้าเทียบเท่า 82 – 257 MW_e (คิดประสิทธิภาพการแปรรูปความร้อนเป็นไฟฟ้าที่ 20% และโรงไฟฟ้าปฏิบัติการ 6,000 ชั่วโมงต่อปี)

มันสำปะหลัง

มันสำปะหลังมีพื้นที่เพาะปลูกทั้งสิ้นประมาณ 6.5 ล้านไร่ (2% ของพื้นที่ประเทศ) โดยมากกว่า 50% ของพื้นที่เพาะปลูกทั้งหมดอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ผลผลิตในรูปหัวมันโดยเฉลี่ยอยู่ที่ 20 ล้านตัน/ปีในปัจจุบัน โดยมีอัตราเพิ่มขึ้นประมาณ 3 ล้านตัน/ปี จากสถิติปี พ.ศ. 2545 – 2547 เศษวัสดุที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ด้านการผลิตความร้อนและไฟฟ้าได้ คือ เศษเหง้ามันและกากมัน ซึ่งเศษวัสดุดังกล่าวเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตแป้งมันที่โรงงาน แต่ในปัจจุบันเศษวัสดุเหล่านี้ถูกจำหน่ายไปเป็นอาหารสัตว์เกือบทั้งหมด จนปริมาณที่จะนำมาใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้นั้นมีน้อยมาก

โดยสรุปวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร มีศักยภาพรวม 4,841 - 11,787 ktoe ต่อปี ใช้ผลิตไฟฟ้าได้ 1,891 – 4,604 MW_e แต่ในทางปฏิบัติเป็นการยากที่จะเก็บรวบรวมได้ถึง 100% ดังนั้นหากสมมติว่าอัตราการเก็บคืน (Recovery rate) เท่ากับ 75% ศักยภาพในปัจจุบันจะเท่ากับ 3,631 - 8,440 ktoe ต่อปี หรือ 1,419 – 3,298 MW_e ดังนั้นในปี 2554 หากสามารถนำปริมาณขั้นต่ำมาใช้ได้หมด ศักยภาพจะเป็น 4,841 ktoe หรือ 1,891 MW_e และในปี 2559 หากสามารถปรับโครงสร้างการ เกษตรโดยการเพิ่มพื้นที่การเพาะปลูกและเพิ่มผลผลิต จนมีชีวมวลจากเดิมขึ้นอีก 30% และมีอัตราการเก็บคืนวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรทั้งหมดเป็น 90% รวมทั้งมีการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเป็น 25% ศักยภาพรวมจะเป็น 9,440 ktoe หรือ 3,687 MW_e

รายละเอียดผลการประเมินศักยภาพเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากเศษวัสดุเหลือทิ้งการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร ในรูปของปริมาณชีวมวลคงเหลือที่นำมาใช้ได้ พลังงานเทียบเท่าน้ำมันดิบ และขนาดโรงไฟฟ้า สรุปได้ดังตารางที่ 2.4 – 1

ตารางที่ 2.4-1 ศักยภาพของเศษวัสดุจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตรในการผลิตไฟฟ้า/ความร้อน

ประเภท	ผลผลิตต่อปี (ล้านตัน/ปี) (2542 – 2547)[1]	เศษวัสดุ	สัดส่วนเศษวัสดุต่อผลผลิต[2]	ปริมาณเศษวัสดุชีวมวล[3] (ล้านตัน/ปี)	สัดส่วนเศษวัสดุที่เหลือนำมาใช้ได้[4]	ปริมาณชีวมวลคงเหลือที่นำมาใช้ได้[6] (ล้านตัน/ปี)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	ศักยภาพที่คาดว่าจะนำมาใช้ได้จริง[7,8] (ktoe)	ขนาดโรงไฟฟ้า[9] (MW)
ข้าว	24.2 – 27.0	แกลบ	0.16 – 0.23 (0.20)	3.8 – 6.2	~ 0	~ 0	13.98(15.20)	0	0
		ฟางข้าว	0.45 – 1.19 (0.75)	10.9 – 32.2	0.40[5]	4.3 – 12.9	14.35(15.80)	1,095 - 3,286	428 – 1,284
อ้อย	49.6 – 75.6	ชานอ้อย	0.25 – 0.30 (0.29)	12.4 – 22.7	~ 0	~ 0	16.21 (17.44)		0
		ยอดและใบ	0.20 – 0.30 (0.23)	9.9 – 22.68	0.5[5]	4.95 – 11.4	16.15 (18.48)	1,419- 3,268	554 - 1,277
ข้าวโพด	4.2 – 5.2	ซังข้าวโพด	0.19 – 0.33 (0.20)	0.8 – 1.8	~ 0	0	16.12 (17.50)	0	0
		ลำต้น	0.82 – 0.89 (0.89)	3.4 – 4.6	1	3.4 – 4.6	15.05 (16.20)	908 – 1,229	355 - 480
มันสำปะหลัง	16.5 – 21.4	เหง้า	0.09 – 0.19	1.5 – 4.0	~ 0	~ 0	14.56 (16.20)	0	0
		กาก	0.13 – 0.30	2.1 – 6. 4	~ 0	~ 0	14.09 (15.90)	0	0
ปาล์ม	3.3 – 5.3	ทะลาย	0.22 – 0.43 (0.20)	0.7 – 2.2	1	0.7 – 2.2	16.83 (18.70)	209 - 657	82 – 257
		กะลา	0.1 – 0.5 (0.06)	0.3 – 3.1	~ 0	~ 0	18.70 (20.20)	0	0
		เส้นใย	0.3 – 0.6 (0.14)	1.0 – 3.2	~ 0	~ 0	17.36 (18.80)	0	0
รวม		-	-	-	-	-	-	**3,631 - 8,440**	**1,419 – 3,298**

1. ที่มา: สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร สถิติผลผลิตการเกษตรปีพ.ศ. 2542-2547

2. ตัวเลขในวงเล็บคือผลจากการสำรวจข้อมูลภาคสนาม

3. ปริมาณเศษวัสดุชีวมวล = ผลผลิตต่อปี x สัดส่วนเศษวัสดุต่อผลผลิตที่ได้จากการสำรวจข้อมูลภาคสนาม

4. สัดส่วนเศษวัสดุที่เหลือนำมาใช้ได้เป็นสัดส่วนที่ได้หักการใช้ประโยชน์ต่างๆ ออกแล้ว

5. ประเมินจากปริมาณฟางข้าว และยอดและใบอ้อยที่ถูกเผาทิ้งในนาและไร่

6. ปริมาณชีวมวลคงเหลือที่นำมาใช้ได้ = ปริมาณเศษวัสดุชีวมวล x สัดส่วนเศษวัสดุที่เหลือนำมาใช้ได้

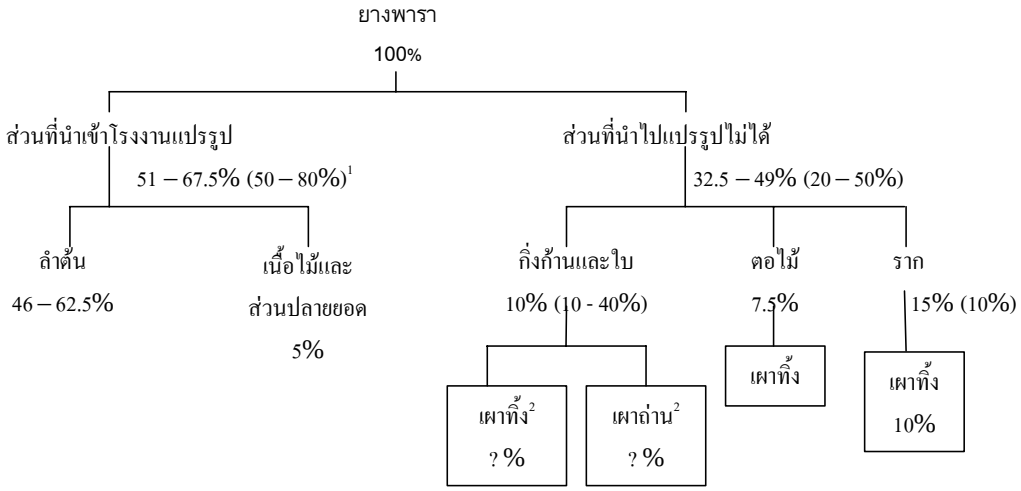
7. 1 MJ เท่ากับ 23.67×10^{-9} ktoe

8. สมมติสัดส่วนชีวมวลที่เก็บรวบรวมได้จริง (Recovery rate) เท่ากับ 75%

9. การคำนวณขนาดโรงไฟฟ้าใช้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าที่ 20% และที่ระยะเวลาเดินเครื่อง 6,000 ชั่วโมงต่อปี

2.4.2 เศษวัสดุจากอุตสาหกรรมแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์

ในการศึกษาศักยภาพของเศษวัสดุจากอุตสาหกรรมแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์จะมุ่งเน้นที่ไม้ยางพาราเป็นหลัก เนื่องจากเป็นไม้ที่ถูกนำมาแปรรูปมากที่สุดและยางพารายังเป็นไม้เศรษฐกิจที่มีพื้นที่เพาะปลูกเป็นอันดับ 1 ของประเทศ โดยมีพื้นที่เพาะปลูกทั้งสิ้น 13 ล้านไร่ ซึ่งกว่า 80% ของพื้นที่ทั้งหมดนี้อยู่ในภาคใต้ ผลผลิตหลักของยางพารา คือ น้ำยาง ซึ่งในปัจจุบันราคาอยู่ที่ 70–80 บาทต่อกิโลกรัม และเมื่อหมดอายุให้น้ำยางแล้ว กล่าวคือ เมื่อต้นยางพารามีอายุประมาณ 25-30 ปี ต้นยางจะถูกโค่นเพื่อปลูกใหม่ ในปัจจุบันประมาณการว่ามีพื้นที่เพาะปลูกที่ถูกโค่นรวมทั้งสิ้นประมาณ 340,000 ไร่ต่อปี ตามข้อมูลสถิติการปลูกไม้เศรษฐกิจ ในปี 2547 ซึ่งคิดเป็นปริมาณไม้ที่ถูกตัดเพื่อส่งเข้ากระบวนการแปรรูปไม้ประมาณ 10–16 ล้านตัน สัดส่วนวัสดุที่เกิดขึ้นในกระบวนการปลูกและแปรรูปไม้ยางพารา รวมถึงการใช้ประโยชน์จากแต่ละส่วน สรุปได้ดังรูปที่ 2.4 – 1

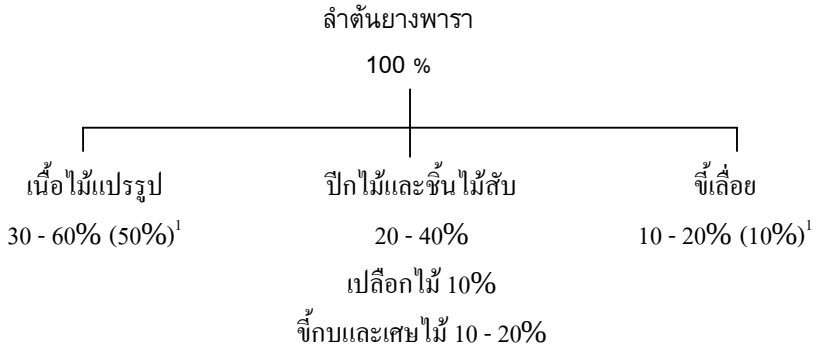


[1]ในวงเล็บคือสัดส่วนที่ได้จากการเก็บข้อมูลภาคสนาม

[2]สัดส่วนระหว่างการเผาทิ้งและเผาถ่านนั้นขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่มีการโค่น

รูปที่ 2.4-1 สัดส่วนวัสดุที่เกิด และการใช้ประโยชน์จากการโค่นไม้ยางพารา

เมื่อนำไม้ที่โค่นเข้ากระบวนการแปรรูป สัดส่วนวัสดุที่เกิดขึ้นสรุปได้ดังแสดงในรูปที่ 2.4.2



[1]ในวงเล็บคือสัดส่วนที่ได้จากการสำรวจภาคสนาม

รูปที่ 2.4-2 สัดส่วนของวัสดุที่เกิดจากการแปรรูปไม้ยางพารา

เศษวัสดุที่เกิดในสวนยางเมื่อมีการตัดโค่นต้นยางพารา ได้แก่ กิ่งก้าน ตอไม้ และราก ซึ่งมีปริมาณรวมประมาณ 20 - 50% ของปริมาณต้นยางที่ถูกโค่น ซึ่งในสมมติฐานปริมาณต้นยางพาราที่โค่นประมาณ 15.4 ล้านตัน อัตราการเก็บคืน (Recovery rate) ที่ 75% จะสามารถผลิตเป็นพลังงานเท่ากับ 1,028-2,570 ktoe ต่อปี หรือในรูปไฟฟ้า 401-1,004 MWe อย่างไรก็ตามเศษวัสดุเหล่านี้เก็บรวบรวมได้ยาก จำเป็นต้องจัดทำระบบจัดเก็บที่เหมาะสมก่อนที่จะนำมาใช้ผลิตในปริมาณดังกล่าวได้ ด้วยความยากลำบากในการเก็บรวบรวม เกษตรกร จึงนิยมเผาทิ้งเศษวัสดุเหล่านี้ หรือนำกิ่งก้านบางส่วนที่พอรวบรวมได้ง่ายไปเป็นวัตถุดิบในการเผาถ่าน

สำหรับเศษวัสดุที่เหลือจากการแปรรูปไม้ยางพารา ไม่ว่าจะเป็นปีกไม้ ขี้เลื่อย หรือขี้กบ จะถูกนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานแปรรูปเอง และบางส่วนถูกจำหน่ายเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในราคาประมาณตันละ 400 - 500 บาท หรือนำไปทำเป็นไม้อัด และเผาถ่าน ดังนั้น จึงสามารถประเมินได้ว่าปริมาณของเศษวัสดุจากการแปรรูปไม้ยางพาราดังกล่าวนั้น มีเหลือน้อยมากที่จะนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่น

ในกระบวนการแปรรูปไม้ยางพาราเป็นเฟอร์นิเจอร์ จะมีชีวมวลเหลือทั้งหมดร้อยละ 10 โดยชีวมวลที่เหลือนั้นจะถูกนำไปใช้ในการทำแผ่นไม้อัด เพาะเห็ด ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานแปรรูปเอง และอื่นๆ ดังนั้นเศษวัสดุชีวมวลที่เกิดจากอุตสาหกรรมแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์ ถูกใช้ประโยชน์จนเกือบหมด จะเหลืออยู่ก็เป็นส่วนที่ตกค้างอยู่ในพื้นที่ปลูก ซึ่งยากในการเก็บรวบรวมและมีต้นทุนในการเก็บและขนส่งสูง

โดยสรุปวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมไม้แปรรูปและเฟอร์นิเจอร์ถูกใช้ประโยชน์จนเกือบหมด และไม่คุ้มค่าที่จะรวบรวม จนอาจกล่าวได้ว่าแทบไม่มีศักยภาพหลงเหลือเพื่อนำมาผลิตพลังงาน

ตารางที่ 2.4-2 การประเมินขนาดโรงไฟฟ้าจากเศษวัสดุอุตสาหกรรมแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์

ประเภทเศษวัสดุ	ผลผลิตต่อปี (ล้านตัน/ปี) (2542 – 2547)[1]	สัดส่วนเศษวัสดุต่อผลผลิต	ปริมาณเศษวัสดุชีวมวล[2]	สัดส่วนที่นำชีวมวลมาใช้ (ล้านตัน/ปี)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	พลังงาน[3] (ktoe)	ศักยภาพที่คาดว่าจะนำมาใช้ได้จริง[4] (ktoe)	ขนาดโรงไฟฟ้า[5] (MW)	ขนาดโรงไฟฟ้า[2] 75% (MW)
ณ สวนยาง	10.5-16.0								
· กิ่งก้าน/ตอ/รากไม้		0.2-0.5	2.1-8.0	1.0	18.8	934.5-3,560	701-2,670	365-1,391	273.8-1,043
รวม									
ณ โรงงานแปรรูปไม้	5.3-12.8								
ปีกไม้/เปลือกไม้/ขี้กบ/เศษไม้		0.5	2.6-6.4	~ 0	18.8	~ 0	~ 0	~ 0	~ 0
รวม									
ณ โรงงานเฟอร์นิเจอร์	2.6-6.4								
· ขี้กบ		0.1	0.3-0.6	~ 0	18.4	~ 0	~ 0	~ 0	~ 0
รวมทั้งสิ้น						**934.5-3,560**	**701-2,670**	**365-1,391**	**273.8-1,043**

หมายเหตุ [1,2….,5] **ดูตารางที่** 2.4-1

2.4.3 ชีวมวลจากไม้โตเร็ว

ไม้โตเร็วที่มีศักยภาพและเหมาะแก่การปลูกในประเทศไทยมีอยู่ 7 ชนิด ได้แก่ กระถินณรงค์ กระถินเทพา (กระถินยักษ์) ขี้เหล็ก ยูคาลิปตัส สะเดาบ้าน สะเดาเทียม และประดู่ แต่มีเพียงยูคาลิปตัสเท่านั้น ที่มีการปลูกในเชิงพาณิชย์ ในการศึกษานี้ จึงมีการประเมินศักยภาพของไม้ยูคาลิปตัส เพียงอย่างเดียว

จากการศึกษาพบว่าพื้นที่ที่เหมาะสมในการปลูกป่าไม้ยูคาลิปตัสมีทั้งสิ้น 2.4 ล้านไร่ (0.7% ของพื้นที่ประเทศ) โดยมากกว่า 60% ของพื้นที่เพาะปลูกทั้งหมดอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปัจจุบันเกษตรกรปลูกต้นยูคาลิปตัสในรูปสวนป่าหรือปลูกที่หัวไร่ปลายนา เพื่อขายเป็นวัตถุดิบในการผลิตเยื่อกระดาษ เศษวัสดุที่เกิดจากกระบวนการแปรรูปต้นยูคาลิปตัสเป็นเยื่อกระดาษ คือ เปลือกไม้ ซึ่งมีสัดส่วน 0.15 หากคิดเป็นพลังงานจะเท่ากับ 1,406 ktoe หรือพลังงานไฟฟ้า 82.5 MW_e แต่ในปัจจุบันเศษวัสดุดังกล่าวถูกใช้ประโยชน์ในการผลิตพลังงานของโรงงานกระดาษเองจนหมด

อุปสรรคในการส่งเสริมการนำชีวมวลจากไม้โตเร็วมาใช้ประโยชน์ คือ ข้อจำกัดด้านการใช้ประโยชน์ที่ดินในพื้นที่ (Land use specific limitation) ดังนั้นหากจะมีการปลูกไม้โตเร็วเพื่อผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า ควรส่งเสริมให้ปลูกในพื้นที่ป่าเสื่อมโทรม (Deforested area) โดยต้องมีระบบการคัดเลือกพื้นที่ที่เหมาะสม

จากการศึกษาข้อมูลพื้นที่ป่าเสื่อมโทรม พบว่ามีพื้นที่ป่าเสื่อมโทรมที่เหมาะสมกับการปลูกไม้ยูคาลิบตัสประมาณ 3.3 ล้านไร่ ส่วนใหญ่อยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ หากสมมติว่าสามารถใช้พื้นที่ดังกล่าวในการปลูกได้ประมาณครึ่งหนึ่งคิดเป็น 1.7 ล้านไร่ โดยปลูกปีละ 20% ของพื้นที่นี้ ภายในระยะเวลา 5 ปี จะสามารถปลูกได้เต็มพื้นที่ และเริ่มตัดไม้ที่มีอายุครบ 5 ปีมาใช้เป็นเชื้อเพลิง ด้วยผลผลิตโดยเฉลี่ย ไร่ละ 10 ตัน จะทำให้มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าประมาณ 519 MW_e ในปี 2554 (ประสิทธิภาพการเปลี่ยนความร้อนเป็นพลังงานไฟฟ้า 20%) ดังแสดงในตารางที่ 2.4 – 3 และหากสามารถบริหารจัดการป่าเสื่อมโทรมทั้งหมดดังกล่าวเพื่อปลูกป่าเสื่อมโทรม รวมทั้งปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเป็น 25% ในปี 2559 คาดว่าจะมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าประมาณ 1,298 MW_e

ตารางที่ 2.4-3 การประเมินขนาดโรงไฟฟ้าจากไม้ยูคาลิปตัสที่ปลูกในพื้นที่ป่าเสื่อมโทรม

ประเภท	ยูคาลิปตัส
พื้นที่ป่า[1] (ล้านไร่)	1.7
ผลผลิต (ตัน/ไร่)	10
ปริมาณชีวมวล (ล้านตัน)	17
สัดส่วนเศษวัสดุที่เหลือนำมาใช้ได้[3]	1
ปริมาณชีวมวลคงเหลือที่นำมาใช้ได้ (ล้านตัน)	17
ค่าความร้อน (MJ/kg)	16.5
พลังงาน (ktoe)	6,639
พลังงานที่ใช้ได้ในแต่ละปี (ktoe/y)	1,328
ขนาดโรงไฟฟ้า[2] (MW_e)	519

1. พื้นที่ป่าเสื่อมโทรมที่เหมาะสมในการปลูกไม้ยูคาลิปตัสทั่วประเทศประมาณ 3.3 ล้านไร่ (สมมติให้สามารถปลูกได้ครึ่งหนึ่งของพื้นที่ทั้งหมด) โดยเงื่อนไขที่ใช้ในการคัดเลือกพื้นที่ที่เหมาะสมคือ คุณภาพดิน ปริมาณน้ำฝน และปัจจัยการเจริญเติบโตของไม้ยูคาลิปตัส

2. การคำนวณขนาดโรงไฟฟ้าใช้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าที่ 20% ระยะเวลาในการเดินเครื่อง 6,000 ชั่วโมง/ปี และในหนึ่งปีถือว่าปริมาณไม้ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าคิดเป็น 20% ของปริมาณไม้ทั้งหมด เพราะไม้ที่นำมาใช้ได้มีอายุ 5 ปีขึ้นไป

โดยสรุปศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากไม้โตเร็วในปี 2554 และ 2559 คือ 519 MW_e และ 1,298 MW_e ตามลำดับ

2.4.4 สรุปศักยภาพชีวมวลในการผลิตความร้อนและไฟฟ้า

ชีวมวลเหลือทิ้งจากการเกษตรที่สำคัญ เช่น แกลบ และชานอ้อย ถูกใช้ผลิตพลังงานเกือบเต็มศักยภาพที่มี เช่นเดียวกับเศษไม้ยางพาราเหลือทิ้งในโรงงานแปรรูปไม้และเฟอร์นิเจอร์ จะมีเหลืออยู่บ้างก็เฉพาะส่วนที่เป็นกิ่งขนาดเล็กที่ไม่สามารถนำมาทำถ่านได้และใบที่ตกค้างในสวน ซึ่งยากต่อการรวบรวมและขนส่ง ทำให้ต้นทุนสูง

จากการสำรวจพบว่า ฟางข้าว ใบและยอดอ้อย ลำต้นข้าวโพด และทะลายปาล์ม ยังมีศักยภาพเหลือสำหรับใช้ผลิตพลังงานอยู่สูง จากการเก็บข้อมูลภาคสนามของคณะผู้วิจัยพบว่า การเก็บรวบรวมด้วยเครื่องจักรมีความเป็นไปได้และมีค่าใช้จ่ายที่ไม่สูงเกินไป อีกทั้งมีการกระจายของโรงงานน้ำตาลอยู่ทุกภาคของประเทศที่สามารถรองรับการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงเหล่านี้ จึงควรมีการศึกษาอย่างจริงจัง

2.5 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานชีวมวลเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ

การผลิตก๊าซชีวภาพส่วนใหญ่เป็นผลสืบเนื่องมาจากการจัดการของเสียด้วยการใช้ระบบบำบัดแบบไม่ใช้อากาศ (Anaerobic digestion) เพื่อแก้ไขปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อม โดยในปัจจุบันมีการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลหลักๆ คือ ของเสียจากฟาร์มปศุสัตว์ซึ่งได้แก่ สุกรและโค และน้ำเสีย

จากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรและอาหาร ดังนั้นการประเมินศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจึงแบ่งกลุ่มประเมินตามลักษณะการผลิตก๊าซชีวภาพดังกล่าว

2.5.1 ของเสียจากฟาร์มปศุสัตว์

ประเทศไทยมีการทำฟาร์มสุกร โคนม โคเนื้อ จากข้อมูลของกรมปศุสัตว์พบว่าในปี 2548 ปศุสัตว์ดังกล่าวมีจำนวนประมาณกว่า 14 ล้านตัว เป็นสุกรและโคกว่า 6 และ 8 ล้านตัว ตามลำดับ ในปี 2548 มูลสุกรและโคมีศักยภาพที่จะผลิตก๊าซชีวภาพได้ประมาณ 1,059 ล้านลบ.ม./ปี คิดเป็นมูลค่าพลังงานประมาณ 550 ktoe สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้า 1,271 GWh (145 MW_e) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 487 ล้านลิตร โดยมูลโคมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพประมาณ 822 ล้านลบ.ม./ปี (โคนม 227 ล้านลบ.ม./ปี โคเนื้อ 595 ล้านลบ.ม./ปี) ซึ่งมีศักยภาพสูงกว่ามูลจากสุกรที่มีศักยภาพผลิตก๊าซชีวภาพประมาณ 237 ล้านลบ.ม./ปี แต่จากการสำรวจภาคสนามพบว่าระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลโคยังไม่แพร่หลาย ทั้งนี้เนื่องจากจำนวนโคต่อฟาร์มต่ำ อีกทั้งมูลโคมีปริมาณกากเซลลูโลส (ซึ่งย่อยสลายได้ช้า) อยู่มาก ทำให้ระบบผลิตก๊าซชีวภาพมีต้นทุนสูง นอกจากนี้ความเป็นไปได้ในการเก็บหรือนำมูลสัตว์กลับมาใช้ตามสภาพความเป็นจริงมีน้อย เช่น โคเนื้อ ซึ่งเป็นสัตว์ที่เลี้ยงในพื้นที่เปิด มีอัตราส่วนของมูลที่น่าจะเก็บได้ไม่เกิน 50% ในขณะที่ โคนม สุกร ซึ่งมีลักษณะการเลี้ยงที่มิดชิดในฟาร์มหรือโรงเลี้ยงที่เป็นระบบมากกว่า มีโอกาสที่จะเก็บมูลมาใช้ได้มากถึง 80% ของมูลที่ถ่ายออกมาทั้งหมด อีกทั้งมูลสุกรเองมีกากเซลลูโลสอยู่น้อย ดังนั้นเกษตรกรจึงสามารถสร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสุกรได้อย่างเป็นระบบและคุ้มค่าต่อการลงทุนมากกว่า

ดังนั้นปัจจุบันการผลิตก๊าซชีวภาพจากฟาร์มปศุสัตว์ จึงมีความแพร่หลายเฉพาะในส่วนของฟาร์มสุกรเท่านั้น ในปี 2548 มีการผลิตก๊าซชีวภาพประมาณ 30 - 40% ของศักยภาพของฟาร์มสุกรทั้งหมด หรือประมาณ 145 ล้านลบ.ม./ปี คิดเป็นพลังงานประมาณ 76 ktoe/ปี หรือน้ำมันเตา 67 ล้านลิตร/ปี หรือเป็นพลังงานไฟฟ้า 174 GWh/ปี (19.8 MWe) ทั้งนี้ยังเหลือศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพของฟาร์มสุกรและโคอีกประมาณ 914 ล้านลบ.ม./ปี คิดเป็นพลังงานประมาณ 474 ktoe/ปี หรือน้ำมันเตา 420 ล้านลิตร/ปี หรือพลังงานไฟฟ้า 1,097 GWh/ปี (125 MWe)

นอกจากมูลสุกรและโคที่มีศักยภาพสูงในการผลิตก๊าซชีวภาพแล้ว จากข้อมูลทุติยภูมิยังมีมูลไก่เป็ด และช้างที่สามารถนำมาผลิตก๊าซชีวภาพได้อีกประมาณ 125 ล้านลบ.ม./ปี คิดเป็นพลังงานประมาณ 62 ktoe/ปี หรือน้ำมันเตา 62.5 ล้านลิตร/ปี หรือเป็นพลังงานไฟฟ้า 150 GWh/ปี (17 MW_e)

2.5.2 น้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรและอาหาร

จากการประเมินของ พพ.ในปี 2543 พบว่า กลุ่มอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพ 10 กลุ่มแรก คือ อุตสาหกรรมแป้งมันสำปะหลัง น้ำตาล น้ำมันปาล์ม อาหารทะเลกระป๋อง แช่แข็ง โรงฆ่าสัตว์ สับปะรดกระป๋อง โซดา น้ำอัดลม เบียร์และสุรา ตามลำดับ ในการศึกษาครั้งนี้ได้คัดเลือกโรงงาน 6 อันดับแรกจาก 10 กลุ่มดังกล่าว เพื่อประเมินศักยภาพโดยทำการสุ่มเก็บข้อมูลและสำรวจภาคสนาม กลุ่มโรงงานดังกล่าว ได้แก่ แป้งมันสำปะหลัง น้ำตาล น้ำมันปาล์ม ทูน่า โรงฆ่าสัตว์ และสับปะรดกระป๋อง โดยการเก็บตัวอย่างน้ำเสียมาวิเคราะห์ รวมทั้งสัมภาษณ์ผู้ประกอบการเกี่ยวกับการผลิตก๊าซชีวภาพ นอกจากนี้ได้เพิ่มการประเมินศักยภาพฯจากน้ำเสียโรงงานผลิตเอทานอล เนื่องจากชีวมวลดังกล่าวมีความเข้มข้นของสารอินทรีย์สูงและมีคุณสมบัติในการผลิตก๊าซชีวภาพได้ดี ผลการศึกษาพบว่าโรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลังมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพมากที่สุด กล่าวคือในปี 2548 มีก๊าซชีวภาพประมาณ 344 ล้านลบ.ม.เทียบเท่าพลังงานประมาณ 167 ktoe หรือทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 413 GWh/y (57 MW_e, PCF= 82%) หรือสามารถทดแทนน้ำมันเตาได้ 158 ล้านลิตร กลุ่มอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพรองลงมา คือ โรงผลิตเอทานอล โรงสกัดน้ำมันปาล์ม โรงผลิตทูน่ากระป๋อง โรงสับปะรดกระป๋อง โรงฆ่าสัตว์ และโรงน้ำตาลตามลำดับ ซึ่งมีศักยภาพรวมเพียง 154 ktoe ต่อปี รวมเป็นศักยภาพทั้งหมดใน 7 กลุ่มอุตสาหกรรมดังกล่าวเท่ากับ 321 ktoe ทั้งนี้ รายละเอียดศักยภาพของอุตสาหกรรมแต่ละประเภทแสดงดังตารางที่ 2.5 – 1

อนึ่ง จากการสำรวจภาคสนามพบว่ากลุ่มอุตสาหกรรมส่วนใหญ่มีการเปลี่ยนแปลงการจัดการของเสียในทางที่ดีขึ้น ซึ่งส่งผลให้ศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพลดลง เช่น โรงน้ำตาลและโรงทูน่ากระป๋องมีการแยกของเสียหรือ By Product ไปเป็นวัตถุดิบเพื่อผลิตผลิตภัณฑ์อื่นๆ ขณะที่โรงสกัดน้ำมันปาล์มมีการจัดการเรื่องการใช้น้ำดีขึ้น ทำให้อัตราการเกิดน้ำเสียลดลง เป็นต้น ศักยภาพที่ประเมินดังกล่าวข้างต้นนั้นรวมส่วนที่มีการผลิตและใช้อยู่แล้ว ซึ่งประกอบด้วยการผลิตจากกลุ่มอุตสาหกรรมผลิตแป้งมันสำปะหลังประมาณ 164 ล้านลบ.ม./ปี หรือคิดเป็นพลังงานประมาณ 79 ktoe/ปี สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 197 GWh/yr (26.36 MWe, PF=82%) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 75 ล้านลิตร/ปี และการผลิตจากอุตสาหกรรม 6 กลุ่มที่เหลือประมาณ 16 ล้านลบ.ม./ปี คิดเป็น 9 ktoe/yr สามารถทดแทนไฟฟ้าได้ 18.8 GWh/yr (2.6 MWe) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 7.2 ล้านลิตร/ปี รวมอุตสาหกรรมทั้ง 7 กลุ่มแล้ว มีการผลิต 88 ktoe

ดังนั้นศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพที่เหลืออยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมหลัก 7 กลุ่ม จึงมีทั้งหมดประมาณ 437 ล้านลบ.ม./ปี คิดเป็นพลังงานประมาณ 232 ktoe/ปี สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 525 GWh/yr (73 MW_e) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 201 ล้านลิตร/ปี

นอกจากกลุ่มอุตสาหกรรมหลัก 6 ประเภทดังกล่าวแล้ว จากข้อมูลทุติยภูมิยังมีกลุ่มอุตสาหกรรมอื่นที่ยังพอมีศักยภาพอีก ได้แก่ สุรา เบียร์ อาหารทะเลแช่แข็ง โซดา และน้ำอัดลม

ที่สามารถนำมาผลิตก๊าซชีวภาพได้อีกประมาณ 35 ล้านลบ.ม./ ปี คิดเป็นพลังงานประมาณ 17 ktoe/ ปีหรือน้ำมันเตา 17.5 ล้านลิตร/ปี หรือเป็นพลังงานไฟฟ้า 42 GWh/ปี (4.8 MW_e, PF=100%)

โดยสรุปศักยภาพรวมในการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียอุตสาหกรรมในปี 2548 คือ 337 ktoe ทั้งนี้เป็นปริมาณที่ผลิตอยู่แล้วประมาณ 88 ktoe

ตารางที่ 2.5-1 ศักยภาพการผลิตพลังงานจากก๊าซชีวภาพของน้ำเสียสำหรับอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ

ประเภทอุตสาหกรรมที่สำรวจ	ปริมาณก๊าซชีวภาพ (Mm^3/ปี)		พลังงานจากก๊าซชีวภาพ (ktoe/y)		MW_e	Plant Capacity (GWh/y)	% Plant capacity	เทียบเท่าน้ำมันเตา (ล้านลิตร
	ผลิต/ใช้ถึงปี 2005	เหลือ	ผลิต/ใช้ถึงปี 2005	เหลือ				
แป้งมันสำปะหลัง	164	180	80	87	57	413	82.19	158
สกัดน้ำมันปาล์ม	2	82	1	38	14	100	82.19	39
ทูน่า-ทะเลกระป๋อง	2.4	19	1	10	3.5	25	83.33	10
สับปะรดกระป๋อง	2	11	1	5	3.7	16	50.00	6
โรงฆ่าสัตว์	0.19	0.4	0.09	0.18	0.13	0.72	36.53	2
น้ำตาล	-	4.17	-	0.7	3.64	5	27.40	0.28
เอทานอล	9	140	6	91	20.5	179	100	69
รวม	**180**	**437**	**89**	**232**	**102**	**738**	**-**	**284**

*ค่าพลังงานเทียบเท่าตันน้ำมันดิบ (ktoe) ขึ้นกับร้อยละของมีเทนที่อยู่ในก๊าซชีวภาพของชีวมวลแต่ละชนิด

โดย 1 kilojoule = 2.388458966e-8 tonne of oil equivalent

*1 ลบ.ม.ของCH_4 = 33,810 KJ

*ก๊าซชีวภาพ 1 ลบ.ม. = น้ำมันเตา 0.46 ลิตร

*ก๊าซชีวภาพ 1 ลบ.ม. = 1.2 kWh

2.5.3 กากมันจากโรงแป้งมันสำปะหลัง

กากมันได้นำมาประเมินศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพ เนื่องจากกากมันที่ออกจากกระบวนการผลิตมีความชื้นประมาณ 60-70% (น้ำหนักเปียก) ปัจจุบันโรงงานกำจัดของเสียดังกล่าวโดยนำไปตากแห้งเพื่อลดความชื้นลงก่อนที่จะนำไปขายเพื่อผสมในอาหารสัตว์ แต่การกำจัดโดยวิธีดังกล่าวยังมีปัญหา เนื่องจากต้องใช้พื้นที่ในการตาก และใช้ระยะเวลานานถึง 5 วันในการตากกาก แต่ปัจจุบันโรงงานมีพื้นที่ของลานตากจำกัด และในฤดูฝนไม่สามารถลดความชื้นกากมันได้

ทันที่ผลิตมาได้ ทำให้เกิดปัญหาเรื่องการจัดเก็บและกลิ่นจากการหมัก โดยมีศักยภาพผลิตก๊าซชีวภาพประมาณ 388 ล้านลบ.ม./ปี ได้ก๊าซมีเทนประมาณ 174 ล้านลบ.ม./ปี เทียบเท่าพลังงานประมาณ 141 ktoe/ปี สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 465.6 GWh/y (65 MW_e, PF=82%) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 178 ล้านลิตร/ปี

2.5.4 สรุปศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ

จากการประเมินศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์และอุตสาหกรรมสรุปได้ว่า ในปี 2548 มูลสัตว์จากฟาร์มโคและสุกรที่คาดว่าจะเก็บรวบรวมได้มีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพทั้งหมดประมาณปีละ 550 ktoe ประกอบด้วยส่วนที่ใช้อยู่แล้ว 76 ktoe และส่วนที่ยังไม่ได้ใช้ 474 ktoe นอกจากนี้ยังมีมูลไก่ เป็ด และช้าง ที่คาดว่าจะมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพได้อีกปีละ 62 ktoe รวมเป็นก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ที่ยังไม่ได้นำไปใช้ประมาณปีละ 536 ktoe

ส่วนน้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมหลักทั้ง 7 ประเภทมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพทั้งหมดประมาณปีละ 320 ktoe ประกอบด้วยส่วนที่ใช้อยู่แล้วประมาณ 88 ktoe และส่วนที่ยังไม่ได้ใช้ 232 ktoe

นอกจากนี้ยังมีกลุ่มอุตสาหกรรมอื่น (สุรา เบียร์ อาหารทะเลแช่แข็ง โซดาและน้ำอัดลม) ที่คาดว่าจะมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพได้อีกปีละ 17 ktoe รวมเป็นก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรมที่ยังไม่ได้นำไปใช้ประมาณปีละ 249 ktoe

สำหรับกากมันจากโรงแป้งมันสำปะหลังมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพทั้งหมดประมาณปีละ 141 ktoe ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีการนำมาใช้

โดยสรุป ศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ และของเสียอุตสาหกรรมที่ยังไม่ได้นำไปใช้รวมกันมีประมาณ 926 ktoe ต่อปี ทดแทนพลังงานไฟฟ้า 2,279.6 GWh/yr (285 MW_e) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 879 ล้านลิตรต่อปี รวมกับก๊าซชีวภาพที่ดำเนินการอยู่แล้ว คิดเป็นศักยภาพของปี 2548 เท่ากับ 1,090 ktoe สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 2,669 GWh/yr (333 MWe)

ในการประเมินศักยภาพก๊าซชีวภาพในปี 2554 และ 2559 อาศัยข้อมูลแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของแหล่งชีวมวลย้อนหลัง 15 ปี อย่างไรก็ตามเนื่องจากอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องมีแนวโน้มที่จะนำเทคโนโลยีสะอาด (clean technology หรือ cleaner production) มาใช้ ซึ่งจะส่งผลให้ปริมาณน้ำเสียของแต่ละโรงงานน้อยลง แม้ว่าจำนวนโรงงานอุตสาหกรรมอาจจะเพิ่มขึ้นก็ตาม ดังนั้นในปี 2554 และ ปี 2559 ศักยภาพโดยรวมของก๊าซชีวภาพจะเพิ่มเป็น 1,373 ktoe และ 1,476 ktoe ซึ่งสามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 3,187 GWh/yr (398 MWe) และ 3,426 GWh/yr (428 MW_e) ตามลำดับ

โดยสรุปปัจจุบันมีการผลิตก๊าซชีวภาพทั้งจากมูลสุกรและอุตสาหกรรมในหน่วยพลังงานปฐมภูมิ (Primary energy unit) รวมประมาณ 164 ktoe (49 MW$_e$) และมีศักยภาพที่เหลืออยู่จากฟาร์มปศุสัตว์และของเสียอุตสาหกรรมอีกประมาณ 926 ktoe รวมเป็นศักยภาพทั้งสิ้น ในปี 2548 เป็น 1,090 ktoe สามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 2,669 GWh/yr (333 MW$_e$) ในปี 2554 และ ปี 2559 ศักยภาพโดยรวมของก๊าซชีวภาพจะเพิ่มเป็น 1,373 ktoe และ 1,476 ktoe ซึ่งสามารถทดแทนพลังงานไฟฟ้าได้ 3,187 GWh/yr (398 MW$_e$) และ 3,426 GWh/yr (428 MW$_e$) ตามลำดับ

2.6 การประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานจากขยะ

2.6.1 ปริมาณขยะ

ปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้น ปี 2546 เท่ากับ 41,941 ตันต่อวัน โดยเกิดขึ้นในกรุงเทพมหานคร 9,350 ตันต่อวัน (สำนักรักษาความสะอาดกรุงเทพมหานคร 2548) ในเขตเทศบาลรวมเมืองพัทยา 14,661 ตันต่อวัน และนอกเขตเทศบาล 17,930 ตันต่อวัน (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2548)

การประเมินปริมาณขยะมูลฝอยที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ณ ปี 2553 จนถึง 2563 จะคำนวณโดยประเมินจากอัตราการเพิ่มของขยะมูลฝอยเท่ากับร้อยละ 2 (ตามแผนการจัดการขยะมูลฝอยแห่งชาติ) โดยใช้ปีฐานตรงกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (Base Year: กำหนดใช้ 2546 และ End Year: 2563) นอกจากนี้ได้ประเมินปริมาณขยะมูลฝอยในปี 2554 ซึ่งเป็นปีเป้าหมายของนโยบายพลังงานทดแทนของกระทรวงพลังงานไว้ด้วย ดังแสดงในตารางที่ 2.6 - 1

ตารางที่ 2.6-1 การประเมินปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้นจากการคำนวณค่าในอนาคต

ปี พ.ศ.	ศักยภาพสูงสุด (ตัน/วัน)
2546	41,941
2548	43,635
2553	48,177
2554	49,141
2558	53,191
2563	58,728

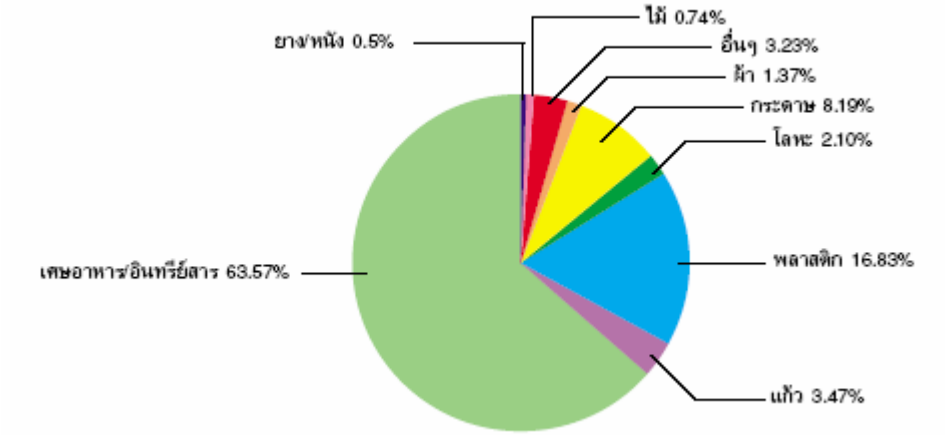
จากการสำรวจองค์ประกอบขยะมูลฝอยชุมชนทั่วประเทศ ปี 2547 (กรมควบคุมมลพิษ 2547) พบว่า มีองค์ประกอบตามรูปที่ 2.6 - 1 โดยสามารถแบ่งขยะออกเป็น 2 ชนิด คือ

- Combustible ซึ่งได้แก่
  - เศษอาหาร/อินทรีย์สาร 63.57%

(ได้แก่ เศษอาหาร 30.59% และสารอินทรีย์ (ใบไม้ กิ่งไม้ และอื่นๆ) 32.98%)

- กระดาษ 8.19%
- พลาสติก 16.83%
- ไม้ 0.74%
- ยาง/หนัง 0.5%
- ผ้า 1.37%
- อื่นๆ ที่แยกไม่ได้ 3.23%
  (ได้แก่ ผ้าอ้อมสำเร็จรูป ผ้าอนามัย และกระดาษทิชชู)

- Non combustible ซึ่งได้แก่
  - แก้ว 3.47%
  - โลหะ 2.10%



รูปที่ 2.6-1 องค์ประกอบขยะชุมชนเฉลี่ยทั่วประเทศไทย (กรมควบคุมมลพิษ 2547)

2.6.2 การประเมินศักยภาพสูงสุด

การประเมินศักยภาพในการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานจะเป็นการประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอยชุมชนที่เกิดขึ้นทั่วประเทศในปัจจุบันและในอนาคตตามกรอบที่กำหนดไว้โดยแผนการจัดการขยะแห่งชาติ การประเมินศักยภาพนี้เป็นการประเมินเพื่อให้เห็นภาพรวมของศักยภาพในการผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอยชุมชนของทั่วประเทศ โดยพิจารณาการใช้เทคโนโลยีแต่ละประเภทที่เหมาะสมในการกำจัดขยะมูลฝอย เทคโนโลยีที่นำมาประเมินนั้นจะพิจารณาตามความเหมาะสมที่จะนำมาใช้กับสภาพการณ์กำจัดขยะมูลฝอยในประเทศไทยและสภาพพื้นที่ โดยพลังงานที่ได้เป็นระดับพลังงานสูงสุดที่ผลิตได้โดยไม่คำนึงถึงความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์ เทคโนโลยีที่ศึกษาประกอบด้วย 6 ประเภท ได้แก่

1) เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย (Incineration)
2) เทคโนโลยีก๊าซซิฟิเคชั่น (Gasification)
3) เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (Refused Derived Fuel)
4) เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion)
5) เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบ (Landfill Gas to Energy)
6) เทคโนโลยีการกำจัดขยะมูลฝอยแบบผสมผสาน (Integrated Solid Waste Disposal)

ผลการประเมินศักยภาพสูงสุดในการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานในภาพรวมของประเทศในปัจจุบันและในอนาคตข้างหน้า แสดงในตารางที่ 2.6 - 2

ตารางที่ 2.6-2 ผลการประเมินเทคโนโลยีการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน

ปี	Incineration (MW_e)	Gasification (MW_e)	Anaerobic Digestion (MW_e)	Refused Derived Fuel (MW_e)	Integrated (MW_e)	Landfill Gas to Energy (MW_e)
2546	709.50	660.57	432.02	355.16	207.89	91.85
2548	738.17	687.26	449.48	369.51	216.29	95.56
2553	814.99	692.75	496.26	407.97	238.80	105.51
2554	831.29	706.60	506.18	416.13	243.58	107.62
2558	899.82	764.85	547.91	450.43	263.65	116.49
2563	993.47	844.45	604.93	497.31	291.10	128.61

2.6.3 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค

ในการประเมินศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานทางเทคนิค (Technical potential) นั้น ได้คำนึงถึงความเหมาะสมของแต่ละเทคโนโลยีในการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน ซึ่งแต่ละเทคโนโลยีก็มีข้อจำกัดและเกณฑ์การปฏิบัติงานที่แตกต่างกัน จากการศึกษาพบว่ายังมีขยะมูลฝอยบางส่วนในประเทศไทยที่ตกค้างและไม่สามารถรวบรวมมายังโรงกำจัดได้ทั้งหมด ในการประเมินนี้จะพิจารณาเฉพาะปริมาณขยะมูลฝอยที่จะสามารถเก็บรวบรวมและขนส่งเพื่อมากำจัด ณ โรงกำจัดได้จริงในเขตเทศบาลทั่วประเทศและกรุงเทพมหานครเท่านั้น ผลการประเมินแสดงในตารางที่ 2.6 - 3 และตารางที่ 2.6 - 4

ตารางที่ 2.6-3 การประเมินปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้นในเขตเทศบาลและกรุงเทพมหานคร

ปี	ศักยภาพเชิงเทคนิค (ตัน/วัน)
2546	21,811*

ปี	ศักยภาพเชิงเทคนิค (ตัน/วัน)
2548	22,692
2553	25,054
2554	25,555
2558	27,662
2563	30,541

*กรมควบคุมมลพิษ 2546

ตารางที่ 2.6-4 การประเมินเชิงเทคนิคการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานตามประเภทเทคโนโลยีที่ใช้

ปี	Incineration (MW_e)	Gasification (MW_e)	Anaerobic Digestion (MW_e)	Refused Derived Fuel (MW_e)	Integrated (MW_e)	Landfill Gas to Energy (MW_e)
2546	368.97	343.53	224.67	184.70	108.11	47.77
2548	383.88	357.40	233.75	192.16	112.48	49.70
2553	423.83	360.26	258.08	212.16	124.19	54.87
2554	432.31	367.46	263.24	216.40	126.67	55.97
2558	467.95	397.75	284.94	234.24	137.11	60.58
2563	516.65	439.15	314.59	258.62	151.38	66.88

จากการสำรวจและวิเคราะห์องค์ประกอบของขยะมูลฝอยในประเทศไทย พบว่ามีองค์ประกอบของขยะอินทรีย์ในปริมาณสูงมาก ทำให้การกำจัดขยะแบบผสมผสานเป็นเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้ในการกำจัดขยะมูลฝอยในประเทศไทยมากที่สุด อย่างไรก็ตามปัญหาและอุปสรรคก็คือ พฤติกรรมการทิ้งขยะมูลฝอยของคนไทยยังไม่มีความตระหนักในการแยกขยะเปียก ขยะแห้งและขยะรีไซเคิลออกจากกัน ประกอบทั้งการเก็บขนขยะมูลฝอยจากแหล่งกำเนิดไม่ได้แยกตามประเภทของขยะมูลฝอย ทำให้ไม่สามารถคัดแยกขยะออกเป็นประเภทต่างๆ ที่ปลายทางได้ ดังนั้นเมื่อพิจารณาด้านความคุ้มทุนและความเป็นไปได้พบว่า ระบบที่เหมาะสมที่สุดคือระบบที่มีการผสมผสานกันระหว่าง เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย (Incineration) กับเทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion) และเทคโนโลยีเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย (RDF)โดยขยะมูลฝอยชุมชนที่ไม่สามารถคัดแยกได้ จะใช้เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย (Incineration) ขณะที่เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion) จะใช้กับขยะมูลฝอยที่สามารถคัดแยกขยะเปียกที่มีองค์ประกอบที่เป็น เศษอาหาร/สารอินทรีย์ อยู่ในปริมาณ

มาก ส่วนเทคโนโลยี RDF จะใช้ในการเตรียมขยะเชื้อเพลิงเพื่อนำมาใช้เปลี่ยนเป็นพลังงานในภายหลัง

2.6.4 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ในการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ได้คำนึงถึงความเป็นไปได้และความคุ้มทุนของการนำเทคโนโลยีมาใช้ผลิตพลังงานและผลพลอยได้จากระบบ ซึ่งเทคโนโลยีต่างๆ มี Economy of scale ที่แตกต่างกัน ดังนั้นบางเทคโนโลยีที่ดูประหนึ่งว่ามีศักยภาพในการผลิตพลังงานได้สูงแต่ก็อาจมีข้อจำกัดด้วยปัจจัยหลายประการ อาทิ พื้นที่โรงกำจัด ผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมจากการใช้เทคโนโลยี และข้อจำกัดด้านปริมาณและองค์ประกอบของขยะ โดยทั่วไปขนาดของโรงกำจัดจะต้องมีปริมาณขยะมูลฝอยเพียงพอที่จะคุ้มค่าต่อพลังงานที่ผลิตได้ (Economy of scale) ปริมาณขยะขั้นต่ำของแต่ละเทคโนโลยีเป็นดังนี้

- เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอยหรือเทคโนโลยีก๊าซซิฟิเคชั่น ปริมาณขยะที่เข้าระบบต้องไม่น้อยกว่า 250 ตันต่อวัน
- เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน ปริมาณขยะที่เข้าระบบต้องไม่น้อยกว่า 100 ตันต่อวัน
- เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย ปริมาณขยะที่เข้าระบบต้องไม่น้อยกว่า 30 ตันต่อวัน

จากข้อจำกัดที่กล่าวข้างต้นสามารถแบ่งกลุ่มจังหวัดตามปริมาณขยะมูลฝอยที่เกิดขึ้น ทั้งในเขตเทศบาลและกรุงเทพมหานคร (กรมควบคุมมลพิษ 2546) ที่มีศักยภาพในการเก็บขน โดยแบ่งเป็น 5 กลุ่มดังนี้

- จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบน้อยกว่า 100 ตันต่อวัน จำนวน 33 จังหวัด เลือกใช้เทคโนโลยี RDF
- จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 101-250 ตันต่อวัน จำนวน 28 จังหวัด เลือกใช้เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน
- จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 251-500 ตันต่อวัน จำนวน 11 จังหวัด เลือกใช้เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย
- จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 501-1,000 ตันต่อวัน จำนวน 3 จังหวัด เลือกใช้เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย
- จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบมากกว่า 1,000 ตันต่อวัน ได้แก่ กรุงเทพมหานคร เลือกใช้เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย

ผลการประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากขยะแสดงในตารางที่ 2.6 - 5 ถึงตารางที่ 2.6 – 9

ตารางที่ 2.6-5 ผลการประเมินศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบน้อยกว่า 100 ตันต่อวัน

จังหวัด	ปริมาณขยะมูลฝอย < 100 (ตัน/วัน)	Refused Derived Fuel (MW_e)
พิจิตร	98.64	0.84
ตรัง	92.34	0.78
สุรินทร์	91.46	0.77
ปัตตานี	91.21	0.77
แพร่	90.38	0.77
มหาสารคาม	89.39	0.76
พะเยา	88.15	0.75
สุโขทัย	85.77	0.73
สระแก้ว	76.44	0.65
กำแพงเพชร	73.95	0.63
ลำพูน	73.2	0.62
พัทลุง	71.35	0.60
สิงห์บุรี	69.44	0.59
นครพนม	69.12	0.59
อุตรดิตถ์	67.22	0.57
ชุมพร	64.82	0.55
เลย	63	0.53
อ่างทอง	62.95	0.53
ปราจีนบุรี	59.82	0.51
ตราด	58.82	0.50
กระบี่	56.98	0.48
ยโสธร	52.67	0.45
น่าน	51.51	0.44
อำนาจเจริญ	49.58	0.42
มุกดาหาร	45.53	0.39
สมุทรสงคราม	43.24	0.37
อุทัยธานี	42.66	0.36
สตูล	40.92	0.35
ชัยนาท	38.58	0.33
พังงา	33.91	0.29
ระนอง	30.68	0.26
แม่ฮ่องสอน	25.71	0.22
นครนายก	25.01	0.21
รวม	**2,074.45**	**17.61**

ตารางที่ 2.6-6 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 101-250 ตันต่อวัน

จังหวัด	ปริมาณขยะมูลฝอย ระหว่าง 101-250 (ตัน/วัน)	Anaerobic Digestion (MW_e)
นครศรีธรรมราช	234.23	2.41
ภูเก็ต	225.03	2.32
ราชบุรี	220.9	2.28
สระบุรี	220.13	2.27
ลำปาง	210.47	2.17
นครสวรรค์	199.92	2.06
อยุธยา	198.99	2.05
เชียงราย	190.76	1.96
กาญจนบุรี	178.38	1.84
บุรีรัมย์	163.64	1.69
เพชรบุรี	161.86	1.67
กาฬสินธุ์	154.76	1.59
เพชรบูรณ์	149.14	1.54
ประจวบคีรีขันธ์	148.34	1.53
นราธิวาส	146.9	1.51
จันทบุรี	142.82	1.47
ฉะเชิงเทรา	138.42	1.43
ร้อยเอ็ด	135.54	1.40
พิษณุโลก	130.44	1.34
ตาก	128.99	1.33
หนองบัวลำภู	127.07	1.31
ชัยภูมิ	123.69	1.27
ลพบุรี	122.17	1.26
สุพรรณบุรี	121.31	1.25
ยะลา	120.19	1.24
ศรีษะเกษ	112.94	1.16
สกลนคร	111.21	1.15
หนองคาย	111	1.14
รวม	**4,429.24**	**45.64**

ตารางที่ 2.6-7 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 251-500 ตันต่อวัน

จังหวัด	ปริมาณขยะมูลฝอย ระหว่าง 251-500 (ตัน/วัน)	Incineration (MW_e)
สงขลา	475.93	8.05
นครศรีธรรมราช	452.8	7.66
เชียงใหม่	430.15	7.28
ปทุมธานี	397.8	6.73
ขอนแก่น	330.74	5.60
อุดรธานี	321.97	5.45
สุราษฎร์ธานี	316.62	5.36
ระยอง	293.85	4.97
นครปฐม	285.17	4.82
สมุทรสาคร	271.22	4.59
อุบลราชธานี	252.3	4.27
รวม	**3,828.55**	**64.78**

ตารางที่ 2.6-8 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 501-1,000 ตันต่อวัน

จังหวัด	ปริมาณขยะมูลฝอย ระหว่าง 501-1,000 (ตัน/วัน)	Incineration (MW_e)
ชลบุรี	851.28	14.40
สมุทรปราการ	677.55	11.46
นนทบุรี	600.12	10.15
รวม	**2,128.95**	**36.01**

ตารางที่ 2.6-9 ศักยภาพการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานของจังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบมากกว่า 1000 ตันต่อวัน

จังหวัด	ปริมาณขยะมูลฝอย >1,000 (ตัน/วัน)	Incineration (MW_e)
กรุงเทพมหานคร	9,350	158.17

2.6.5 สรุปศักยภาพขยะชุมชนในการผลิตไฟฟ้า

โดยสรุปศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ในการผลิตไฟฟ้าจากขยะสำหรับแต่ละกลุ่มเทศบาลจังหวัดตามปริมาณขยะที่เกิดขึ้นแสดงดังตารางที่ 2.6 – 10 ซึ่งจะเห็นได้ว่าศักยภาพโดยรวมทั้งประเทศในปี 2554 คือ 323 MW_e โดยศักยภาพสูงสุด ได้แก่ กรณีของกรุงเทพมหานคร (158 MW_e) ขณะที่กลุ่มเทศบาลของจังหวัดที่มีศักยภาพค่อนข้างสูงและควรจะได้รับการพิจารณาดำเนินโครงการผลิตไฟฟ้าในลำดับต้นๆ คือ กลุ่ม 500-1,000 ตัน/วัน ซึ่งประกอบด้วย จังหวัดชลบุรี สมุทรปราการ และนนทบุรี โดยมีศักยภาพอยู่ในระหว่าง 10-15 MW_e และกลุ่มจังหวัด 250-500 ตัน/วัน ซึ่งได้แก่ สงขลา นครศรีธรรมราช เชียงใหม่ ปทุมธานี ขอนแก่น อุดรธานี สุราษฎร์ธานี ระยอง นครปฐม สมุทรสาคร และอุบลราชธานี โดยมีศักยภาพระหว่าง 4-8 MW_e

จากการคาดการณ์ปริมาณขยะมูลฝอยที่จะเกิดขึ้นในอนาคตในปี 2559 ซึ่งประเมินจากอัตราการเพิ่มของขยะมูลฝอยเท่ากับร้อยละ 2 ต่อปี (ตามแผนการจัดการขยะมูลฝอยแห่งชาติ) พบว่าขยะมูลฝอยจะมีศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ขั้นต่ำ 384 MW_e

ตารางที่ 2.6-10 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากขยะชุมชนโดยภาพรวมของทั้งประเทศปี 2554

จังหวัด	ปริมาณขยะมูลฝอย (ตัน/วัน)	การผลิตไฟฟ้า (MW_e)	เทคโนโลยี
กรุงเทพฯ	9,350	158.17	I
เทศบาลที่มีขยะ < 100 (ตัน/วัน)	2,074	18	RDF
เทศบาลที่มีขยะ 101-250 (ตัน/วัน)	4,429	46	AD
เทศบาลที่มีขยะ 251-500 (ตัน/วัน)	3,829	65	I
เทศบาลที่มีขยะ 501- 1000 (ตัน/วัน)	2,129	36	I
รวม	**21,800**	**323**	

RDF: Refuse derived fuel; AD: Anaerobic digestion; I: Incinerator

โดยสรุป ศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากขยะในปี 2554 และ 2559 เท่ากับ 323 MW_e และ 384 MW_e ตามลำดับ

2.7 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังน้ำขนาดเล็ก

2.7.1 ข้อมูลแหล่งน้ำ

ประเทศไทยมีแหล่งพลังน้ำขนาดเล็กมากมายและบางส่วนได้มีการนำมาใช้แล้ว โดยเฉพาะอย่างยิ่ง พพ.ได้ริเริ่มและดำเนินโครงการพลังน้ำขนาดเล็กมานานและเป็นจำนวนหลายโครงการ

อย่างไรก็ตามการเพิ่มบทบาทของพลังน้ำขนาดเล็กโดยการลงทุนเพิ่มจำเป็นต้องมีข้อมูลด้านศักยภาพที่แม่นยำ ที่ผ่านมาได้มีหลายหน่วยงานที่ได้ทำการศึกษาและเก็บข้อมูลแหล่งพลังน้ำ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง กฟผ. พพ. และ กรมชลประทาน โดยมีการอ้างถึงศักยภาพสูงสุดที่เป็นไปได้ คือ 700 MW_e แต่ก็ไม่สามารถที่จะยืนยันได้ นอกจากนี้ข้อมูลเหล่านี้ยังขาดความทันสมัยเนื่องจากได้เก็บไว้หลายปีแล้ว และขาดการวิเคราะห์ความเหมาะสมที่จะลงทุนโดยการคำนึงถึงปัจจัยต่างๆ ที่สำคัญ การศึกษาครั้งนี้จึงได้นำข้อมูลดังกล่าวทั้งหมดเท่าที่รวบรวมได้มาวิเคราะห์ใหม่ เพื่อประเมินทั้งศักยภาพเชิงเทคนิค (Technical potential) และศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic potential)

2.7.2 ภาพรวมกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งประเทศในปัจจุบัน

ในปัจจุบันประเทศไทย มีกำลังผลิตไฟฟ้า ติดตั้งรวมทั้งสิ้นประมาณ 25,719 เมกะวัตต์ โดยในจำนวนนี้เป็นกำลังการผลิตจากเขื่อนขนาดใหญ่และขนาดกลางของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) 2,886 MW_e คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยปีละ 4,184 ล้าน kWh จาก 16 โครงการ ส่วนการติดตั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เป็นเขื่อนขนาดเล็กในปัจจุบันที่ติดตั้งแล้วมีอยู่ 90 MW_e อยู่ในความดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีอยู่ 37 MW_e และเป็นของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) อีก 45.1 MW ส่วนที่เหลือเป็นของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) อีก 8.1 MW_e

2.7.3 การประเมินศักภาพเชิงเทคนิคของพลังงานขนาดเล็ก

จากรายงานของ ศ. ดร. ปรีดา วิบูลสวัสดิ์และคณะ(การประชุมวิชาการ เรื่อง “การใช้ประโยชน์จากทรัพยากรน้ำในการผลิตไฟฟ้า” โดยราชบัณฑิตยสถาน และ สกว. เมื่อวันที่ 7 ส.ค. 2549) ได้ให้คำนิยามของโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กและขนาดเล็กมากว่า หมายถึงแหล่งน้ำที่มีกำลังติดตั้งการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 25 MW_e กล่าวคือปัจจุบันกำลังผลิตรวมของโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กและเล็กมากที่ติดตั้งแล้วมีประมาณ 90 MW_e และมีศักยภาพในการผลิตได้สูงสุดในอนาคตเพิ่มอีกประมาณ 597.5 MW_e รวมเป็นกำลังการผลิตทั้งหมดประมาณ 687.5 MW_e ดังแสดงในตารางที่ 2.7 – 1

ตารางที่ 2.7-1 สรุปศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำที่ได้จากการศึกษาจำแนกตามขนาดกำลังผลิตตามรายงานของ ศ. ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์ และคณะ

กำลังผลิต (MW_e)	กำลังการผลิตที่ติดตั้งแล้ว (MW_e)	ศักยภาพที่ติดตั้งได้เพิ่ม (MW_e)
โครงการในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต(กฟผ.)		
เขื่อนขนาดเล็ก (1-25 MW)	36.4	28
เขื่อนขนาดเล็กมาก (<1 MW)	0.45	-
โครงการในความรับผิดชอบของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.)		
เขื่อนขนาดเล็ก	40.8	350
เขื่อนขนาดเล็กมาก	4.29	2.5
โครงการในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าภูมิภาค(กฟภ.)		
เขื่อนขนาดเล็ก	8.0	27
เขื่อนขนาดเล็กมาก	0.1	-
กรมชลประทาน		
เขื่อนขนาดเล็ก	-	190
รวม	**90.04**	**597.5**

ที่มา: ศ. ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์ และคณะ

2.7.4 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

การศึกษาของคณะวิจัยครั้งนี้ ได้นิยามเพื่อจำแนกขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำของโครงการต่างๆ ซึ่งเป็นไปตามคำนิยามของสหภาพ ยุโรป ดังนี้

โรงไฟฟ้าขนาดจิ๋ว: < 0.1 MW_e

โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก: 0.1-1 MW_e

โรงไฟฟ้าขนาดเล็ก: 1-15 MW_e

นิยามดังกล่าวข้างต้นแตกต่างไปจากนิยามในรายงานของ ศ.ปรีดาและคณะไปบ้างเล็กน้อยคือ เขื่อนขนาดเล็กหมายถึงเขื่อนที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 25 MWe เป็นเกณฑ์

เนื่องจากการลงทุนในโครงการพลังงานน้ำขนาดเล็กที่มีศักยภาพทางเทคนิคดังที่กล่าวข้างต้นในหัวข้อ 2.7.3 มีเพียงบางโครงการเท่านั้นที่มีศักยภาพคุ้มค่าต่อการลงทุน ในการศึกษานี้จึงต้องมีการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ในแต่ละโครงการดังกล่าวมาวิเคราะห์มูลค่าปัจจัยในปัจจุบัน (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C ratio) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR) และต้นทุนการลงทุนของการศึกษาคัดเลือกโครงการเบื้องต้น โดยมีข้อกำหนดและ

สมมติฐานที่เกี่ยวข้องในการคำนวณดังนี้ (กรมชลประทาน 2547 และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2547)

1) อายุของโครงการทางเศรษฐกิจอยู่ในช่วง 27-33 ปี รวมระยะเวลาการก่อสร้าง ตามขนาดโครงการ
2) อัตราค่าเสียโอกาสของเงินทุนหรืออัตราส่วนลดใช้อัตราร้อยละ 10
3) อายุการใช้งานที่ใช้ในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจ โดยงานโยธาทั่วไป 30 ปี งานอุปกรณ์ไฟฟ้า เครื่องกล 25 ปี งานระบบไฟฟ้าแรงสูง 40 ปี
4) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ได้แก่ งานโรงไฟฟ้า (2%) งานโยธา (1%) งานอุปกรณ์ชลศาสตร์ ไฟฟ้า เครื่องกล (2.5%) และงานสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (1%)

แต่เนื่องจากในการศึกษาครั้งนี้ของคณะวิจัย มีข้อจำกัดในเรื่องข้อมูลและระยะเวลา กล่าวคือ คณะวิจัยสามารถรวบรวมข้อมูลจริงจากภาคสนามทั้งสอง พพ.และกรมชลประทานได้เพียงบางส่วนเท่านั้น และยังไม่สามารถรวบรวมข้อมูลน้ำทิ้งท้ายเขื่อนขนาดใหญ่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ ดังนั้น การประเมินศักยภาพของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ จึงเป็นการประเมินศักยภาพเบื้องต้นที่ดีที่สุดเท่าที่จะทำได้เท่านั้น

ตารางที่ 2.7-2 สรุปโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ

ขนาดโรงไฟฟ้า	จำนวนโครงการ	ศักยภาพกำลังผลิต (MW_e)	พลังงานไฟฟ้า (GWh/ปี)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท)			B/C (av)	ต้นทุน/หน่วยเฉลี่ย (บาท)
				ค่าลงทุนก่อสร้างรวม	ผลประโยชน์รวม	ผลประโยชน์สุทธิรวม		
ขนาดจิ๋ว	6	4.02	2.12	38.50	47.85	9.4	1.25	3.79
ขนาดเล็กมาก	42	20.1	99.69	1,609.65	2,722.91	1,206.1	1.58	2.78
ขนาดเล็ก	67	226.83	853.49	12,470.66	24,494.58	12,111.2	1.85	2.41
ขนาดกลาง	1	38.0	148.80	1,646.10	4,346.41	2,700.3	2.64	1.49
รวม	**116**	**285**	**1,104.10**	**15,764.91**	**31,611.75**	**16,027.0**		

ผลการวิเคราะห์ซึ่งแสดงในตารางที่ 2.7 – 2 สรุปได้ดังนี้

1) โครงการที่มีความคุ้มทุนที่จะลงทุนมีจำนวนรวม 116 โครงการ (B/C ratio เฉลี่ย 1.25-2.64) โดยมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 285 MW_e ซึ่งในจำนวนนี้เป็นโครงการขนาดเล็ก (1-15 MW_e) กว่าครึ่งหนึ่ง คือ 67 โครงการ (กำลังผลิตติดตั้งรวม 226 MW_e) และขนาดกลาง (38 MW_e) 1 โครงการ

2) พลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้รวมประมาณ 1,104 GWh ต่อปี

3) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยอยู่ในช่วง 1.49-3.79 บาท แบ่งเป็น

- โครงการขนาดกลาง (38 MW_e) 1.49 บาท
- โครงการขนาดเล็ก (1-15 MW_e) 2.41 บาท
- โครงการขนาดเล็กมาก (0.1-1 MW_e) 2.78 บาท
- โครงการขนาดจิ๋ว (<0.1 MW_e) 3.79 บาท

2.7.5 สรุปศักยภาพพลังน้ำในการผลิตไฟฟ้า

2) ศักยภาพเชิงเทคนิคจากการประเมินในการศึกษาคือ 687.5 MW_e (ผลิตไฟฟ้ารวม 2,650 GWh/ปี)

3) โครงการที่มีศักยภาพเชิงเศรษฐกิจเท่าที่ประมาณการในเบื้องต้นได้มีจำนวน 116 โครงการ โดยมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 285 MW_e ผลิตไฟฟ้ารวม 1,104 GWh/ปี

4) โครงการที่ควรพิจารณาลงทุนก่อนคือ โครงการขนาดเล็กจำนวน 67 โครงการ ซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้งรวม 226 MW_e ผลิตพลังงานไฟฟ้ารวม 853 GWh/ปี

5) อย่างไรก็ตามเนื่องจากข้อจำกัดด้านเวลาในการศึกษา จึงยังไม่สามารถเข้าถึงแหล่งข้อมูล หรือเก็บรวบรวมจากภาคสนามได้ทั้งหมด ดังนั้นศักยภาพจริงน่าจะมีมากกว่านี้ โดยเฉพาะศักยภาพของน้ำทิ้งท้ายเขื่อนของ กฟผ. และเขื่อนชลประทาน

โดยสรุป ปัจจุบันพลังน้ำขนาดเล็กและขนาดจิ๋วจะมีกำลังผลิตรวม 90 MW_e ศักยภาพที่จะเพิ่มขึ้นได้จนถึงปี 2554 คือ 285 MW_e รวมเป็น 375 MW_e ซึ่งคาดว่าศักยภาพสูงสุดที่อิ่มตัวจนถึงปี 2559 น่าจะเป็น 687.5 MW_e ซึ่งศักยภาพสูงสุดทางเทคนิค อย่างไรก็ตามศักยภาพพลังน้ำขนาดเล็กอาจมีเพิ่มเติมขึ้นอีกจากการพัฒนาแหล่งพลังน้ำขนาดเล็กของน้ำทิ้งท้ายเขื่อนและการพัฒนาแหล่งพลังน้ำขนาดเล็กจากลุ่มน้ำขนาดใหญ่ที่ยังไม่ได้รับการพัฒนาของประเทศที่ยังมีอยู่กว่า 4,000 MW_e

2.8 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานลม

2.8.1 การสอบทวนข้อมูลความเร็วลมของประเทศ

จากรายงานการศึกษาแผนที่พลังงานลมฉบับล่าสุด ตีพิมพ์เมื่อปี 2544 ซึ่งจัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และบริษัทเฟลโลว์ เอ็นจิเนียร์ คอนซัลแตนท์ จำกัด พบว่าประเทศไทยอาจจะมีพลังงานลม ในระดับที่ใกล้เคียงกับระดับที่สามารถดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ที่ความสูงเกินกว่า 30 เมตรขึ้นไป แต่ผลการศึกษาดังกล่าวยังมีข้อน่าสงสัยถึงความถูกต้องเนื่องจากเป็นผลที่ได้จากการคำนวณโดยอ้อมมากกว่าการใช้ข้อมูลจากการวัดจริง ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีการวัดความเร็วลมที่ระดับดังกล่าว เพื่อยืนยันความถูกต้อง ต่อมาทาง พพ.ได้

จัดตั้งสถานีวัดลม ที่ความสูงระดับ 30 และ 40 เมตรขึ้นทั่วประเทศจำนวน 28 สถานี เพื่อยืนยันผลดังกล่าว ซึ่งข้อมูลดังกล่าวที่บันทึกไว้ในปี 2547 คณะผู้วิจัยได้นำมาใช้วิเคราะห์เพื่อการศึกษาในครั้งนี้

ผลการศึกษาและวิเคราะห์สถานภาพพลังงานลมในประเทศไทย พบว่าค่าความเร็วลมพื้นผิวของประเทศไทยมีค่าเฉลี่ยรายปีสูงสุดไม่เกิน 4.2 เมตรต่อวินาที ที่ความสูง 40 เมตร โดยพื้นที่ที่ความเร็วลมสูงเกินกว่า 3 เมตรต่อวินาที พบว่ามีจำนวนเพียง 10 สถานีจากข้อมูล 28 สถานีเท่านั้น และความเร็วลมนี้จัดอยู่ในระดับชั้น Class 1.2 ตามมาตรฐานของ Department of Energy (DOE) ของสหรัฐฯ ซึ่งเป็นชั้นความเร็วลมเกือบต่ำสุด พื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงในประเทศไทย พบในบริเวณชายฝั่งทะเลภาคใต้ฝั่งด้านตะวันออก ตั้งแต่ นครศรีธรรมราช สงขลา และปัตตานี และบางพื้นที่ทางชายฝั่งทะเลภาคใต้ด้านตะวันตก ที่บ้านคลองญวน จังหวัดกระบี่ และจังหวัดข้างเคียง รวมถึงบริเวณปากอ่าวไทยที่ บ้านแหลมผักเบี้ย จังหวัดเพชรบุรี

จากผลการศึกษาดังกล่าว สามารถสรุปได้ว่าสำหรับประเทศไทย บริเวณที่มีศักยภาพพลังงานลมสูงควรเป็นพื้นที่โล่งริมทะเล ที่มีลักษณะภูมิประเทศที่เอื้อให้สามารถรับลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้และตะวันออกเฉียงเหนือได้จากทั้งสองทิศทางตลอดทั้งปี เช่น พื้นที่ที่มีลักษณะเป็นแหลมที่ยื่นเข้าไปในทะเล หรือบนเกาะที่ตั้งอยู่กลางทะเล หรือพื้นที่ที่เป็นที่ราบลุ่มบริเวณกว้าง

2.8.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลของ พพ.ที่มีการวัดจริงในภาคสนามมีข้อจำกัดอยู่บางประการ คือ ไม่มีข้อมูลที่ศึกษาเพื่อหาค่าความผันแปรระหว่างความเร็วลมที่วัดได้ในแต่ละจุดกับระยะห่างของจุดความเร็วลมทำให้ไม่สามารถ ประเมินได้ว่าค่าความเร็วลมที่วัดใน ณ แต่ละจุดที่มีการตรวจวัดความเร็วลมว่าสามารถเป็นตัวแทนความเร็วลมของพื้นที่ที่มีขนาดกว้างใหญ่เท่าใด สถานีวัดลมที่ติดตั้งและอยู่ใกล้กันมากที่สุดมีระยะห่างกันถึง 22 กิโลเมตร พบว่าในระยะห่างขนาดดังกล่าว มีค่าความแตกต่างของลมประมาณ 5 % RMS ของความเร็วลมเฉลี่ย แต่เนื่องจากจำนวนข้อมูลดังกล่าวมีน้อยเกินไป ค่าความเชื่อถือจึงยังมีน้อย ดังนั้นในการศึกษาเพื่อประเมินศักภาพทางเทคนิคในครั้งนี้ถึงใช้เกณฑ์ว่า ค่าความเร็วลมที่วัดได้ในหนึ่งจุด สามารถเป็นตัวแทนความเร็วลมในขอบเขตพื้นที่ที่มีรัศมีไม่เกิน 11 กิโลเมตรสำหรับศักยภาพทางเทคนิค และมีรัศมีไม่เกิน 22 กิโลเมตรสำหรับศักยภาพสูงสุดที่น่าจะเป็นไปได้

จากผลการวิเคราะห์ค่าความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุดของประเทศไทย พบว่าขนาดของกังหันลมที่เหมาะสมในการติดตั้งในพื้นที่ที่มีศักยภาพควรมีขนาดระหว่าง 140 – 320 kW_e ที่ความสูง 40 เมตร และพบว่าประเทศไทยมีพื้นที่ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยเกินกว่า 3 เมตรต่อวินาที มีศักยภาพทางเทคนิค (Technical potential) ที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งเป็นทุ่งกังหันลม ภายในรัศมี 11 กิโลเมตรจากจุดตรวจวัด มีพื้นที่รวมกันทั้งสิ้น 151 ตารางกิโลเมตร ค่าพื้นที่นี้ได้หักพื้นที่ที่ไม่เหมาะสมกับ

การติดตั้งกังหันลมออกไปแล้วเช่น พื้นที่ป่าไม้ หมู่บ้าน เนินเขา ฯลฯ คิดเป็นกำลังการผลิตรวมทั้งสิ้นถึง 364 MWe หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 478 GWhต่อปี และคาดว่าพื้นที่ที่เหมาะสมดังกล่าวหากรวมเอาพื้นที่ข้างเคียงที่อยู่โดยรอบในรัศมีไม่เกิน 22 กิโลเมตร โดยมีการหักพื้นที่ที่ไม่เหมาะสมกับการติดตั้งกังหันลมออกไปแล้วเช่นเดียวกับกรณีการประเมินศักยภาพทางเทคนิค คิดเป็นพื้นที่ที่เหมาะในการติดตั้งทุ่งกังหันลมรวมทั้งสิ้น 603 ตารางกิโลเมตร จะมีศักยภาพสูงสุด (Maximum possible potential) ของกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้นไม่เกิน 1,454 MW_e หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่เกิน 1,910 GWh ต่อปี อนึ่ง มีข้อน่าสังเกตว่าพื้นที่รวมที่เหมาะสมจำนวน 603 ตารางกิโลเมตร เป็นพื้นที่ที่อยู่ในบริเวณแหลมผักเบี้ย จังหวัดเพชรบุรีเป็นจำนวนถึง 380 ตารางกิโลเมตรหรือคิดเป็น 63% ของพื้นที่ทั้งหมด เนื่องจากพื้นที่ดังกล่าวเป็นพื้นที่ที่เปิดโล่งเกือบทั้งหมด

กรณีที่ติดตั้งกังหันลมที่ความสูง 50 เมตรนั้น จะพบว่ามีศักยภาพเชิงเทคนิครวม 447 MW_e หรือผลิตไฟฟ้าได้ 588 GWh ต่อปี (คิดค่า Plant capacity factor ที่ 15%) และถ้าขยายพื้นที่เป็น 22 กิโลเมตร รอบสถานีที่มีศักยภาพ (603 ตารางกิโลเมตร) จะได้ศักยภาพสูงสุดที่อาจเป็นไปได้ 1,789 MW_e หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 2,351 GWh ต่อปี

ผลการศึกษาดังกล่าว ตั้งอยู่บนสมมติฐานว่า ข้อมูลความเร็วที่วัดได้ในแต่ละจุด สามารถเป็นตัวแทนความเร็วลมในขอบเขตพื้นที่ที่มีรัศมีไม่เกิน 11 กิโลเมตร สำหรับศักยภาพทางเทคนิค และมีรัศมีไม่เกิน 22 กิโลเมตรสำหรับศักยภาพสูงสุดที่เป็นไปได้ โดยค่าความยาวรัศมี 22 กิโลเมตรนี้ มีโอกาสของความผิดพลาดได้ประมาณ 5% แต่เนื่องจากข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์มีจำนวนน้อย จึงยังมีความน่าเชื่อถือในระดับต่ำ ดังนั้นจึงควรมีการสอบทวนความถูกต้องของข้อมูลอีกครั้งโดยการเพิ่มจำนวนสถานีตรวจวัดลมและให้มีความละเอียดของการตรวจวัดมากขึ้นถึงระดับ Micro grid ที่ขนาด 1 กม. x 1 กม.หรือละเอียดกว่า

2.8.3 สรุปศักยภาพพลังงานลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า

1) ศักยภาพเชิงเทคนิคของพลังงานลมทางเทคนิค (ในรัศมี 11 กิโลเมตร) ประเมินศักยภาพได้เท่ากับ 447 MW_e หรือคิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 588 GWh ต่อปี ที่ความสูง 50 เมตร ขณะที่หากขยายพื้นที่ติดตั้งให้ใหญ่ขึ้นในรัศมีไม่เกิน 22 กิโลเมตร พบว่าศักยภาพสูงสุดเพิ่มขึ้นที่จะเป็นไปได้คือ 1,789 MW_e คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 2,351 GWh ต่อปี อย่างไรก็ตาม ในระหว่างที่ยังไม่มีข้อมูลเพียงพอที่จะยืนยันตัวเลขดังกล่าว ให้ถือว่า 447 MWe เป็นศักยภาพขั้นต่ำในเบื้องต้น
2) ข้อมูลด้านความเร็วลมยังมีน้อย และยังไม่ละเอียดพอสำหรับประเมินศักยภาพโดยเฉพาะในเชิงเศรษฐศาสตร์ได้อย่างแท้จริง จึงควรมีการติดตั้งสถานีตรวจวัดความเร็วลมและเก็บข้อมูลเพิ่มเติม

3) ค่าศักยภาพที่ระบุยังไม่รวมศักยภาพของพลังงานลมในทะเลซึ่งมีศักภาพสูงกว่าบนบก แต่จะต้องมีการศึกษาความเร็วลม ตลอดจนความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมของการติดตั้งกังหันลมในทะเลเสียก่อน จึงจะสามารถกำหนดศักยภาพความเร็วลมในทะเลได้

โดยสรุป ศักยภาพทางเทคนิคขั้นต่ำที่ประเมินได้คือ 447 MW_e โดยติดตั้งกังหันลมที่ความสูง 50 เมตร ซึ่งน่าจะถือได้ว่าเป็นศักยภาพที่เป็นไปได้ แต่การใช้ประโยชน์จากศักยภาพทั้งหมดนี้ภายในปี 2554 ต้องมีแผนการสนับสนุนที่เข้มข้น จริงจังและต่อเนื่อง ศักยภาพที่แท้จริงอาจสูงกว่าที่ประเมินไว้ หากมีการตรวจวัดความเร็วลมในพื้นที่ที่มีศักยภาพเพิ่มเติมรวมทั้งสำรวจศักยภาพของพลังงานลมในทะเลซึ่งสูงกว่าบนบก แต่จะต้องมีการศึกษา ประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมของการติดตั้งกังหันลมในทะเลเสียก่อน

2.9 การประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์

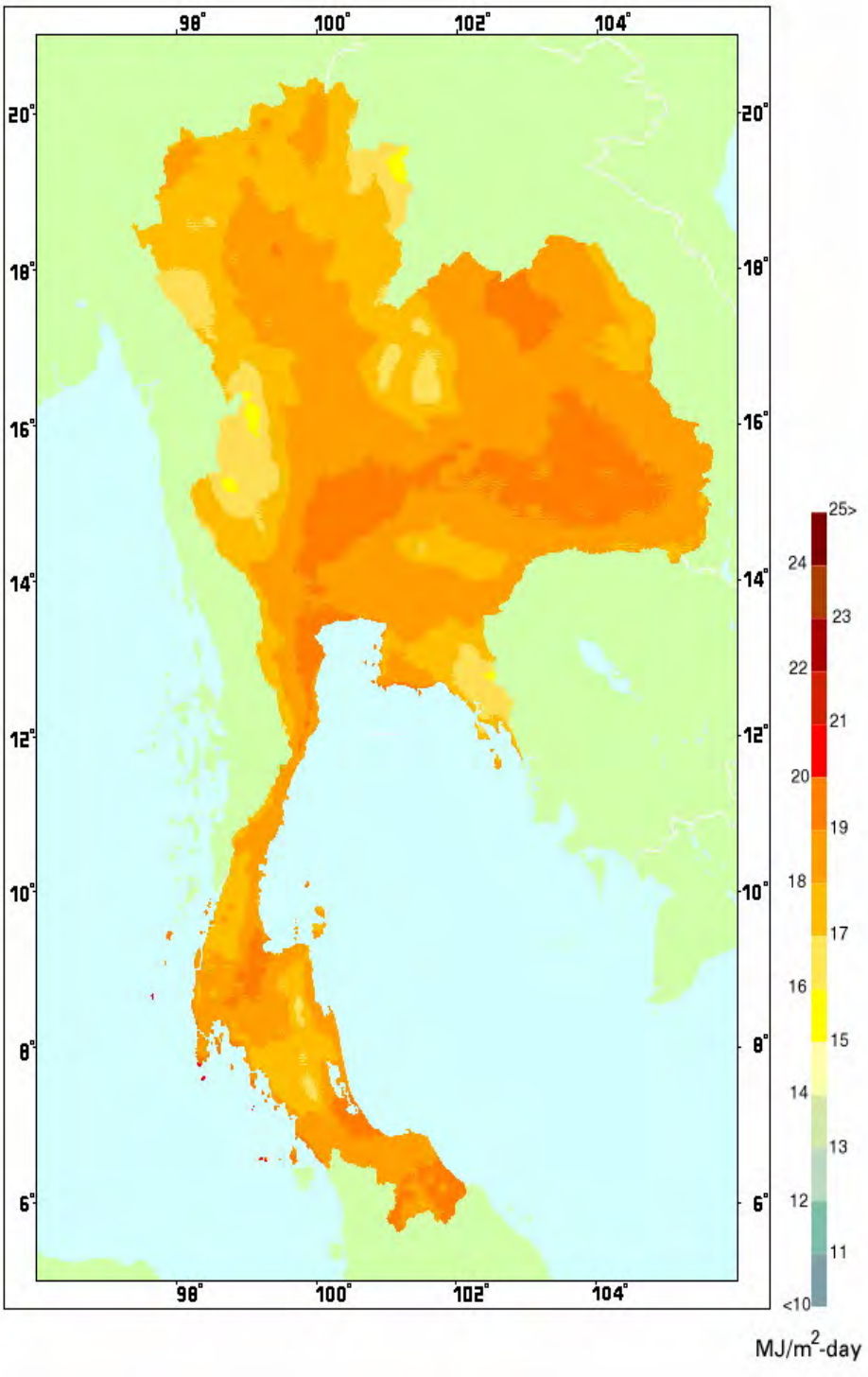
2.9.1 การประเมินความเข้มพลังงานแสงอาทิตย์

คณะผู้วิจัยได้ใช้ข้อมูลความเข้มรังสีรวมที่ทำการวัดที่สถานีวัดรังสีดวงอาทิตย์ 25 แห่ง ที่จัดตั้งขึ้นใหม่โดยมหาวิทยาลัยศิลปากรร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) เพื่อประเมินค่าความถูกต้องของแผนที่ความเข้มพลังงานแสงอาทิตย์ที่จัดทำขึ้นในอดีต ผลการเปรียบเทียบพบว่าค่าความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อปีที่ได้จากแผนที่ส่วนใหญ่ใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากการวัด โดยมีความแตกต่างในรูปของ Root mean square difference ประมาณ 5.3 % ดังแสดงในรูปที่ 2.9 - 1

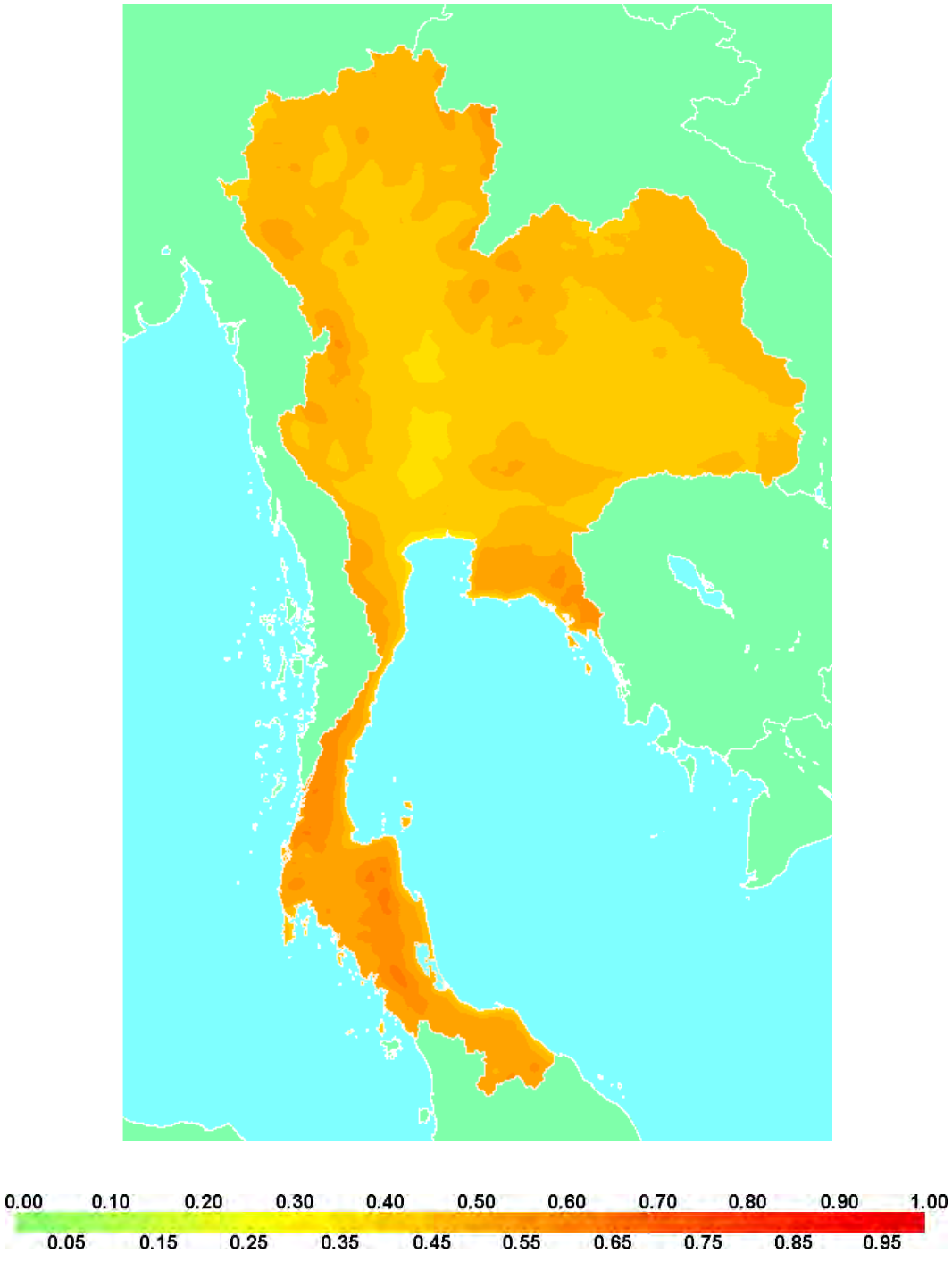
แผนที่ดังกล่าวสามารถใช้แสดงศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยได้ โดยพบว่าพื้นที่รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคกลาง โดยครอบคลุมพื้นที่บางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี อุดรธานี สุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี พื้นที่ดังกล่าวได้รับรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อปี 19-20 MJ/m^2-day โดยคิดเป็นพื้นที่ 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้พบว่า 50.2 % ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศได้รับรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อปีในช่วง 18-19 MJ/m^2-day และมีพื้นที่เพียง 0.5 % ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์น้อยกว่า 16 MJ/m^2-day เมื่อพิจารณาค่าความเข้มรังสีรวมรายวันเฉลี่ยต่อปี โดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ พบว่ามีค่าเท่ากับ 18.2 MJ/m^2-day ซึ่งถือว่าประเทศไทยได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง

สำหรับกรณีรังสีกระจาย ซึ่งสถานีวัดมีจำนวนจำกัด คณะผู้วิจัยได้ทำการพัฒนาแบบจำลองสำหรับคำนวณอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมรายวันจากข้อมูลดาวเทียม จากนั้นได้นำแบบจำลองดังกล่าวไปคำนวณอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมทั่วประเทศ และจัดแสดงในรูปแผนที่ดังรูปที่ 2.9 – 1 และรูปที่ 2.9 - 2 ผลที่ได้พบว่าค่าอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมเฉลี่ยตลอดทั้งปีทั่วประเทศมีค่าเท่ากับ 0.42

จากแผนที่ความเข้มรังสีรวมและอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมของแต่ละเดือนทำให้ทราบการแปรค่าตามพื้นที่และตามฤดูกาลของรังสีรวมและอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวม โดยพบว่าลมมรสุมมีอิทธิพลสำคัญต่อการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว จากปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบในภูมิภาคต่างๆ ที่ได้จากผลการศึกษาทั้งหมด แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



รูปที่ 2.9-1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย



รูปที่ 2.9-2 การกระจายของอัตราส่วนรังสีกระจายต่อรังสีรวมรายวันเฉลี่ยตลอดปี

ตารางที่ 2.9-1 ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ได้จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์
(แสดงผลเฉพาะสถานีที่มีการติดตั้งเครื่องมือวัดเพื่อการสอบเทียบในภาคสนาม)

สถานี	จังหวัด	$\overline{H}$ (map) MJ/m^2
1	กรุงเทพฯ	17.0
2	นครสวรรค์	18.3
3	ลพบุรี	18.2
4	ทองผาภูมิ	17.7
5	จันทบุรี	17.4
6	ปราจีนบุรี	18.3
7	ประจวบคีรีขันธ์	18.2
8	เชียงใหม่	17.7
9	เชียงราย	16.1
10	แม่ฮ่องสอน	16.3
11	น่าน	17.4
12	ตาก	16.8
13	เพชรบูรณ์	18.0
14	พิษณุโลก	18.2
15	หนองคาย	17.6
16	ขอนแก่น	18.7
17	นครพนม	17.9
18	สุรินทร์	18.8
19	อุบลราชธานี	18.2
20	นครราชสีมา	18.1
21	ระนอง	16.3
22	เกาะสมุย	18.9
23	ภูเก็ต	19.2
24	หาดใหญ่	18.1
25	นราธิวาส	18.8
ค่าเฉลี่ยทั้งประเทศ		**18.2****

** เป็นค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รวมรายวันเฉลี่ยต่อปี ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศไม่ใช่ค่าเฉลี่ยที่ได้จากการตรวจวัด 25 สถานีที่จัดตั้งขึ้นใหม่

จากข้อมูลข้างต้นทำให้ทราบถึงศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ซึ่งพบว่ามีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูงแผ่เป็นบริเวณกว้างทั่วทั้งประเทศ โดยพื้นที่กว่าครึ่งหนึ่งของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีมากกว่า 18 MJ/m^2-day ดังตารางที่ 2.9 – 2

ตารางที่ 2.9-2 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี

ช่วงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์ รายวันเฉลี่ยต่อปี (MJ/m^2-day)	**เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสี เมื่อเทียบกับพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ**
15-16	0.5 %
16-17	7.1 %
17-18	27.9 %
18-19	50.2 %
19-20	14.3 %

2.9.2 การใช้ประโยชน์พลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์ถูกนำมาใช้ใน 2 รูปแบบได้แก่ การนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยเทคโนโลยีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic - PV) และการนำมาใช้ผลิตความร้อนโดยอาศัยแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ ซึ่งการนำเทคโนโลยีทั้งสองมาใช้ยังคงมีอุปสรรคในด้านพื้นที่ในการติดตั้งที่มีค่อนข้างจำกัด ดังนั้นศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเมินจากการใช้เทคโนโลยีทั้ง 2 ชนิด จึงเป็นการประเมินศักยภาพทางพื้นที่ที่สามารถติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวได้เท่านั้น

เนื่องจากยังไม่เคยมีการสำรวจพื้นที่หลังคาของอาคารในประเทศไทยมาก่อน คณะผู้วิจัยจึงใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการคำนวณหาพื้นที่หลังคาพร้อมทั้งข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารขนาดกลางและขนาดเล็กโดยอาศัยข้อมูลจากการสำรวจการใช้พลังงานของ พพ. ซึ่งได้แก่ อาคารสำนักงาน โรงแรม โรงพยาบาล ร้านค้า และสถานศึกษาทั่วประเทศในปี 2546

<u>เซลล์แสงอาทิตย์</u>

จากผลการประเมินในปี 2546 พบว่า ประเทศไทยจะมีพื้นที่หลังคาของอาคารขนาดกลางและขนาดเล็ก ซึ่งประกอบด้วย อาคารสำนักงาน ห้างค้าปลีกและสถานศึกษา ที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์รวมกันประมาณ 1,281,000 ตารางเมตร ซึ่งประเมินว่าหากมีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1/3 ของพื้นที่หลังคา จะมีศักยภาพในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์สูงสุด โดยที่ไม่คำนึงถึงทิศทางของหลังคาและร่มเงา อยู่ที่ประมาณ 51 MW_p ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 74 GWh/ปี (Plant capacity factor = 16%) หรือคิดเป็น 0.19% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของ

ภาคอาคารทั้งประเทศในปี 2548 (37,863 GWh) และจากการพยากรณ์จำนวนอาคารในปี 2554 พบว่าพื้นที่หลังคาของอาคารขนาดกลางและเล็กของอาคารสำนักงาน ห้างค้าปลีกและสถานศึกษาจะเพิ่มขึ้นเป็น 2,162,000 ตารางเมตร ทำให้คาดการณ์ว่าในปี 2554 จะมีศักยภาพในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 87 MW_p คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 127 GWh/ปี หรือ 0.23% ของการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดของภาคอาคารทั้งประเทศในปีดังกล่าว (54,362 GWh) ในปี 2559 ภายใต้ข้อสมมติฐานข้างต้น ศักยภาพสูงสุดในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 114 MW_p คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 166 GWh/ปี

นอกจากนี้ยังมีพื้นที่หลังคาบ้านพักอาศัย ซึ่งประเมินได้ว่าในปี พ.ศ. 2554 ประเทศไทยจะมีจำนวนครัวเรือนทั้งสิ้น 21.5 ล้านครัวเรือน โดยกลุ่มเป้าหมายในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์คือบ้านพักอาศัยที่มีรายได้ครัวเรือนต่อเดือนตั้งแต่ 30,000 บาทขึ้นไป ซึ่งคิดเป็น ประมาณ 168 ล้านตารางเมตร และ 10% ของครัวเรือนนี้มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้พื้นที่หนึ่งในสามของหลังคา ซึ่งคิดเป็นพื้นที่สุทธิ 5.61 ล้านตารางเมตร พบว่ามีศักยภาพในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 680 MW_p คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 953 GWh/ปี (Plant capacity factor = 16%)

แต่เนื่องจากเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาสูงมาก จากการประเมินศักยภาพทางพื้นที่สำหรับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านพักอาศัยและอาคารพาณิชย์พบว่าหากติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ 680 MW_p จะต้องใช้เงินลงทุนสูงถึง 136,000 ล้านบาท (200 ล้านบาท/MW_p) ซึ่งต้องใช้เวลาคืนทุนไม่ต่ำกว่า 47 ปี ดังนั้นเป้าหมายการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ของ พพ.ที่ 75 MW_p (เพิ่มปีละประมาณ 10 MW) ในปี 2554 จึงมีความเหมาะสมในเชิงเศรษฐศาสตร์และเป็นเป้าหมายที่สามารถบรรลุได้ และในปี 2559 น่าจะติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้รวมทั้งหมด 125 MW_p

โดยสรุป ในปี 2554 ศักยภาพของเซลล์แสงอาทิตย์จึงจำกัดอยู่ที่การใช้ในชนบทที่ห่างไกลตามที่ พพ. เสนอ คือ 75 MW_p คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 87 GWh ต่อปี โดยรวมเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอยู่แล้ว 26 MW_p ในปี 2559 ศักยภาพนี้อาจเพิ่มขึ้นเป็น 125 MW_p (เพิ่มขึ้นปีละ 10 MWp) คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 175 GWh/ปี

<u>การทำความร้อน</u>

คณะผู้วิจัยได้ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ประเมินพื้นที่หลังคาของอาคารที่มีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งเครื่องทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้แก่ โรงแรมและโรงพยาบาลทั่วประเทศ ในปี 2546 พบว่าอาคารดังกล่าวมีพื้นที่หลังคารวมกันทั้งสิ้น 328,000 ตารางเมตร และจากการคาดการณ์ในปี 2554 พบว่าจะมีพื้นที่หลังคาที่มีศักยภาพในการติดตั้งเครื่องทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์รวม 554,000 ตารางเมตร หากมีการใช้เทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ชนิด Flat Plate ที่มีประสิทธิภาพประมาณ 48% ในปีดังกล่าว จะประหยัดพลังงานได้

เทียบเท่ากับน้ำมันเตา 62.6 ล้านลิตร/ปีหรือ 50 ktoe/ปี และหากใช้เทคโนโลยีแผงรับความร้อนชนิด Vacuum Tube ที่มีประสิทธิภาพประมาณ 72% พบว่าจะประหยัดพลังงานได้เทียบเท่ากับน้ำมันเตา 93.9 ล้านลิตร/ปีหรือ 75.1 ktoe/ปี

จากการคาดคะเนในปี 2559 พบว่าพื้นที่หลังคาที่มีศักยภาพในการติดตั้งเครื่องทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์จะเพิ่มขึ้นเป็น 728,000 ตารางเมตร หากมีการใช้เทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิดดังกล่าว พบว่าจะประหยัดพลังงานได้เทียบเท่ากับน้ำมันเตา 82.2 ล้านลิตร/ปี (65.8 ktoe) และ 123.3 ล้านลิตร/ปี (98.7 ktoe) สำหรับเทคโนโลยี Flat Plate และ Vacuum Tube ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 2.9 - 3

ตารางที่ 2.9-3 ศักยภาพในการผลิตพลังงานความร้อนและทดแทนการใช้ไฟฟ้าของระบบทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ในโรงแรมและโรงพยาบาลทั่วประเทศ

เทคโนโลยี	ปี 2546 (หากมีการติดตั้งอุปกรณ์) (พื้นที่หลังคาอาคาร 328,000 m^2)			ปี 2554 (หากมีการติดตั้งอุปกรณ์) (พื้นที่หลังคาอาคาร 554,000 m^2)			ปี 2559 (หากมีการติดตั้งอุปกรณ์) (พื้นที่หลังคาอาคาร 728,000 m^2)		
	ความร้อนที่ใช้ในการทำน้ำร้อน (GJ/ปี)	ความร้อนเทียบเท่า (ktoe)	ทดแทนน้ำมันเตา (ล้านลิตร)	ความร้อนที่ใช้ในการทำน้ำร้อน (GJ/ปี)	ความร้อนเทียบเท่า (ktoe)	ทดแทนน้ำมันเตา (ล้านลิตร)	ความร้อนที่ใช้ในการทำน้ำร้อน (GJ/ปี)	ความร้อนเทียบเท่า (ktoe)	ทดแทนน้ำมันเตา (ล้านลิตร)
Flat Plate	1,253,000	29.6	37.1	2,115,726	50.0	62.6	2,780,232	65.8	82.2
Vacuum Tube	1,879,000	44.5	55.6	3,173,866	75.1	93.9	4,170,712	98.7	123.3

หมายเหตุ - สมมติค่าประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำเท่ากับ 85%
- น้ำมันเตา 1 ล้านลิตรเท่ากับ 941.24 toe
- หากลบค่าพื้นที่หลังคาซึ่งมีการติดตั้งแผง PV ไปแล้ว 100,000 ตร.ม. ในปี 2546 จะเหลือศักยภาพความร้อนเทียบเท่า 20.6 ktoe

โดยสรุป ศักยภาพสูงสุดการติดตั้งเครื่องทำน้ำร้อนในปี 2554 และ 2559 คือ 75.1 ktoe/ปี และ 98.7 ktoe/ปี ตามลำดับ

2.9.3 สรุปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์

ศักยภาพการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในภาคอาคาร สรุปได้ดังนี้

1) ในปี 2554 จะมีพื้นที่หลังคาของอาคารขนาดกลางและเล็กที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ประมาณ 127 GWh/ปี โดยคิดเป็น 0.2% ของการใช้พลังงานในภาคอาคารทั้งประเทศ โดยที่ยังไม่คำนึงถึงศักยภาพทาง

เศรษฐศาสตร์ และในปี 2559 สามารถผลิตไฟฟ้าได้ถึง 166 GWh/ปีจากกำลังติดตั้ง 114 MW_p

2) ในขณะที่การทำน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในโรงแรมและโรงพยาบาล โดยใช้เทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์แบบ Flat plate จะมีศักยภาพในการทดแทนการใช้น้ำมันเตาเพื่อทำน้ำร้อนในโรงแรมและโรงพยาบาลทั่วประเทศได้ประมาณ 62.6 ล้านลิตร/ปี ขณะที่เทคโนโลยีแผงรับความร้อนแบบ Vacuum tube จะสามารถทดแทนการใช้น้ำมันเตาได้ประมาณ 93.9 ล้านลิตร/ปี ในปี 2554 ขณะที่ปี 2559 เทคโนโลยีทั้งสองชนิดดังกล่าวจะสามารถทดแทนการใช้น้ำมันเตาได้ถึง 82.2 และ 123.3 ล้านลิตร/ปี ตามลำดับ

2.10 สรุปผลการประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน

ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทที่ได้ประเมิน แสดงดังตารางที่ 2.10-1 ซึ่งชี้ให้เห็นว่า ในปี 2554 และ 2559 ประเทศไทยจะมีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนรวม 8.1% และ 8.1% ของพลังงานสุดท้ายที่คาดว่าจะใช้ (Total Final Energy Consumption หรือ TFEC) ในปีดังกล่าว ตามลำดับ

ตารางที่ 2.10-1 Contribution of Renewable Energy to Total Final Energy Consumption (based on TFEC projections of this study)

Energy source	Final Consumption (ktoe)			Final Consumption (GWh)			Primary Unit			Conversion Factors
	2005	2011	2016	2005	2011	2016	2005	2011	2016	
	62,474	85,736	112,087	121,229	177,453	232,210				
Biomass										
· Ethanol	55	1,120	1,749	-	-	-	0.3 Ml/d	6 Ml/d	7.5 Ml/d	HV = 27 MJ/kg, SG = 0.8
· Biodiesel	13.3	378	863	-	-	-	0.05 Ml/d	1.4 Ml/d	3.2 Ml/d	HV = 39 MJ/kg, SG = 0.8
· Residues for heat	1,469	3,108	2,921	-	-	-	-	-	-	
· Residues for power	821	1,210	1,856	9,596	14,143	21,628	2,191 MW_e	3,229 MW_e	4,938 MW_e	PCF = 50%
· Short rotation plants for power	0	273	683	0	3,182	7,955	0	519 MW_e	1,298 MW_e	CE = 20% (2011), 25% (2016), PCF = 70%
· Biogas for power	31	260	281	357	3,031	3,275	45 MW_e	372 MW_e	400 MW_e	CE = 20% (2011), 25% (2016), PCF = 90%
· Solid wastes for power	2.8	231	274	33	2,688	3,196	2.5 MW_e	323 MW_e	384 MW_e	CE = 20% (2011), 25% (2016), PCF = 94.5%
Small hydro	29	226	226	347	2,651	2,651	90 MW_e	688 MW_e	688 MW_e[2]	PCF = 44%
Wind	0.02	50	50	0.25	588	588	0.19 MW_e	447 MW_e	447 MW_e[3]	PCF = 15%
Solar										
· PV	3	10	18	36	113	175	26	81 MW_e	125 MW_e	PCF = 16%
· SWH (Fuel Oil Equivalent)	17	98	123	-	-		-		-	
· Dryer	0	4.5	4.5	-	-		-		-	
Sub-total	**2,440**	**6,970**	**9,060**	**10,369**	**26,396**	**39,468**				
%NRE	**3.9%**	**8.1%**	**8.1%**	**8.6%**	**14.9%**	**17.0%**				
%NRE[1]	**4.0%**	**8.4%**	**8.9%**							

[1] DEDE's projections of TFEC which are 61,780 83,206 and 101,905 ktoe for 2005, 2011 and 2016 respectively.

[2] Greater potential is believed to exist, but more detailed assessment is required, e.g. run-of-river cascade dams, new definition of "small hydro" to include larger dams with minimal adverse socio-environmental impact

[3] Greater potential is believed to exist, but more detailed assessment is required.

2.11 การจัดลำดับความสำคัญของแหล่งพลังงานหมุนเวียน

2.11.1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญ

คณะผู้วิจัยได้อาศัยแนวคิดของสภาพลังงานโลก (World Energy Council) ในเรื่องการประเมินผลกระทบของนโยบาย/มาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนต่อเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน ที่เรียกว่า “3As Principle” มากำหนดเกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญ ซึ่งแนวคิด 3As นั้นประกอบด้วย 3 มิติ ได้แก่

- การเข้าถึงแหล่งพลังงาน (Energy Accessibility)
- การมีอุปทานพลังงานในเชิงปริมาณและคุณภาพ (Energy Availability) โดยคำนึงถึงความหลากหลายของแหล่งพลังงาน (Energy mix) และ
- ความยอมรับได้ในเชิงสังคมและสิ่งแวดล้อม (Acceptability)

นโยบายหรือมาตรการทางพลังงานที่นำไปสู่เป้าหมายดังกล่าวได้อย่างสมดุลถือว่ามีความสอดคล้องกับการพัฒนาที่ยั่งยืน

เกณฑ์ที่กำหนดขึ้นปรากฏในตารางที่ 2.11-1 ซึ่งคณะผู้วิจัยได้ให้ผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานหมุนเวียนให้คะแนนในแต่ละข้อตั้งแต่ 1-5 (คะแนนสูงหมายถึง ผลกระทบด้านบวกสูง) ตามความคิดเห็นของแต่ละคน อนึ่ง เพื่อให้สามารถจัดลำดับความสำคัญตามเป้าหมายที่เป็นจุดเน้นของประเทศ ซึ่งได้แก่ เป้าหมายด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Energy security perspective) นอกเหนือจากเป้าหมายด้านการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustainable development) คณะผู้วิจัยจึงได้กำหนดตัวถ่วงน้ำหนัก (Weighting factor) เพื่อให้สัดส่วนของเกณฑ์ในมิติ Availability มีค่าสูงกว่าเกณฑ์ในมิติ อื่น ๆ กล่าวคือ 50%

ตารางที่ 2.11-1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญและตัวประกอบการถ่วงน้ำหนักกรณีพลังงานหมุนเวียน

Dimension	Description	Weight
Availability	Quantity available now	2.5
	Quantity available in long tem	3.0
	Seasonal variation	2.5
	Technical feasibility	3.0
	Price volatility	2.0
	Cost per unit	2.0
	Competing use	2.0
	Contribution in total	***50%***
Accessibility	Accessibility of resource (site specific)	2.0
	Need for government subsidy	2.5
	Ease of implementation	2.5
	Ease of use and maintenance	1.5
	Contribution in total	***25%***
Acceptability	Macro-economic impact	2.0
	Potential for job creation	1.5
	Potential for emission reduction	1.5
	Resource conservation	1.0
	Possibility to develop technology to commercial level (locally)	1.0
	Potential to increase local content	1.5
	Contribution in total	***25%***

2.11.2 ผลการจัดลำดับความสำคัญ

ผลการให้คะแนนของผู้เชี่ยวชาญในเกณฑ์แต่ละข้อ เมื่อนำมาเฉลี่ยตามจำนวนผู้เชี่ยวชาญที่ให้คะแนนข้อนั้น ๆ ทำให้เห็นถึงจุดเด่นและจุดด้อยของแหล่งพลังงานแต่ละประเภทได้อย่างชัดเจน ทั้งนี้ผลรวมของคะแนนของเกณฑ์แต่ละข้อในกรณีที่ให้ความสำคัญต่อความมั่นคงทางพลังงาน และกรณีที่ให้ความสำคัญต่อการพัฒนาที่ยั่งยืน แสดงในตารางที่ 2.11-2

ตารางที่ 2.11-2 สรุปคะแนนรวมใน 3 มิติและลำดับความสำคัญของแหล่งพลังงานหมุนเวียน

Type	Energy Potential (ktoe)	Energy Security		Sustainable Development	
		Score (%)	Rank	Score (%)	Rank
Low Temp. Solar Thermal	98	76.4%	1	76.4%	1
MSW	231	75.4%	2	73.2%	4
Bioethanol	1,120	74.9%	3	73.5%	3
Agricultural Residues	4,318	74.8%	4	74.0%	2
Biogas	260	72.8%	5	71.8%	5
Small Hydropower	226	71.4%	6	68.5%	7
Biodiesel	378	69.9%	7	69.5%	6
Short Rotation Forest	273	66.3%	8	65.7%	8
PV	10	63.6%	9	62.5%	9
Concentrating solar power	n/a	61.4%	10	61.2%	11
Wind	50	61.4%	11	61.3%	10

MSW: Municipal Solid Waste, PV: Photovoltaics

ผลการจัดลำดับความสำคัญในเชิงความมั่นคงกับในเชิงความยั่งยืน มีความแตกต่างกันเพียงเล็กน้อย ซึ่งชี้ให้เห็นว่า การเน้นเป้าหมายด้านความมั่นคงในกรณีพลังงานหมุนเวียนไม่ขัดแย้งกับเป้าหมายด้านการพัฒนาที่ยั่งยืน ทั้งนี้ผลการจัดลำดับตามเกณฑ์ดังกล่าว แบ่งออกได้เป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

กลุ่มที่	ประเภทพลังงาน
1	พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อนที่อุณหภูมิต่ำ (Low temp solar thermal) วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า ชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล ขยะ และก๊าซชีวภาพ
2	ชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล พลังน้ำขนาดเล็ก และไม้โตเร็วเพื่อผลิตไฟฟ้าและความร้อน
3	พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) และด้วยอุณหภูมิสูง (concentrating power) และพลังงานลม

ทั้งนี้มีข้อสังเกตเกี่ยวกับผลการจัดลำดับความสำคัญ ดังนี้

(1) โดยทั่วไปประเภทแหล่งพลังงานหมุนเวียนลำดับต้น ๆ กล่าวคือ ประเภทที่อยู่ในกลุ่มลำดับที่ 1 เป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพเชิงปริมาณสูงในระดับต้น ๆ เช่นกัน (ยกเว้นพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อนที่อุณหภูมิต่ำ ซึ่งโดยข้อเท็จจริงแล้วมีศักยภาพเชิงปริมาณต่ำมาก แต่มีจุดเด่นที่ความพร้อมในเชิงพาณิชย์และความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม)

(2) แหล่งพลังงานที่อยู่ในกลุ่มลำดับที่ 1 เป็นประเภทชีวมวลทั้งหมด ยกเว้นพลังงานแสงอาทิตย์ และเป็นกลุ่มที่มีความพร้อมในการดำเนินการค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับกลุ่มอื่น แม้ว่ายังคงติดปัญหาอุปสรรคในเชิงนโยบายและการจัดการรวบรวมวัตถุดิบ เช่น ในการกรณีของขยะและวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (โดยเฉพาะฟางข้าวและยอดและใบอ้อย)

(3) แหล่งพลังงานที่อยู่ในกลุ่มลำดับที่ 2 เป็นกลุ่มที่มีศักยภาพเชิงปริมาณปานกลาง และยังมีปัญหาด้านความไม่แน่นอนของแหล่งผลิตวัตถุดิบ (พื้นที่เพาะปลูกปาล์มและไม้โตเร็ว) ส่วนพลังน้ำขนาดเล็กนั้นมีปัญหาในเชิงการจัดการ (เช่น กรรมสิทธิ์การใช้น้ำ และการบำรุงรักษา สถานที่ติดตั้งที่อาจเข้าถึงยาก และการสำรวจทรัพยากรแหล่งน้ำยังไม่ทั่วถึง)

(4) แหล่งพลังงานที่อยู่ในกลุ่มลำดับที่ 3 เป็นกลุ่มที่มีต้นทุนสูง โดยเฉพาะเซลล์แสงอาทิตย์ และ Concentrating Solar Power ซึ่งในกรณีหลังนี้เป็นเทคโนโลยีที่ยังไม่พร้อมในเชิงพาณิชย์ ส่วนพลังงานลมนั้น ได้รับการจัดลำดับต่ำ เพราะความไม่แน่นอนเรื่องศักยภาพที่แท้จริง และอาจมีปัญหาเรื่องการเข้าถึงสถานที่ติดตั้ง

อย่างไรก็ตาม การจัดลำดับความสำคัญชี้ให้เห็นถึงบทบาทสำคัญของพลังงานชีวมวลสำหรับประเทศไทยอย่างชัดเจน ไม่ว่าในเชิงการผลิตไฟฟ้าและความร้อน หรือการผลิตเชื้อเพลิงเหลวเพื่อการขนส่ง ลำดับความสำคัญของแต่ละประเภทพลังงานอาจเปลี่ยนแปลงได้เมื่อมีการยืนยันศักยภาพในเชิงปริมาณและมีมาตรการแก้ไขปัญหา อุปสรรค และข้อจำกัดที่เกี่ยวข้องให้หมดไปหรือลดน้อยลง

เอกสารอ้างอิง

(ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก)

- **พลังงานชีวมวลเพื่อผลิตเอทานอล**

1. กรมวิชาการเกษตร . 2549. มันสำปะหลัง (Online) Available URL: http://doa.go.th./power_oil/WebSugarcaneNew/index.html
2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. 2548. แผนยุทธศาสตร์ส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์.
3. กรมส่งเสริมการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. 2549. วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรและผลพลอยได้ทางอุตสาหกรรม. (Online) Available URL: http://doae.go.th./library/html/detail/afood/afood24.htm
4. กรุงเทพธุรกิจ. วันที่ 31 สิงหาคม 2548. หุ้น-การเงิน. URL: http://bangkokbiznews.com/2005/08/31/news_18472436.php?news_id=18472436
5. กล้าณรงค์ ศรีรอต และ เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ. 2543. เทคโนโลยีของแป้ง. พิมพ์ครั้งที่ 2. สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ : กรุงเทพมหานคร.
6. กล้าณรงค์ ศรีรอต, เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์, วิจารณ์ วิชชุกิจ, เอ็จ สโรบล, พิพัฒน์ วีระถาวร และ เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ. 2544. การศึกษาสถานภาพของวัตถุดิบที่นำมาใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตแก๊สโซฮอล์. รายงานวิจัยเสนอสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. กรุงเทพมหานคร
7. กล้าณรงค์ ศรีรอต, วิจารณ์ วิชชุกิจ, เอ็จ สโรบล, เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ, เกศนี อมรอิทธิกุลสิทธิโชค วัลลภาทิตย์, นิติ เติมเวชศยานนท์ และบุญเรียง ล้ำชัยภูมิ. 2546. การศึกษาวิจัยเพื่อกำหนดแผนการจัดการด้านวัตถุดิบสำหรับอุตสาหกรรมเอทานอล. รายงานวิจัยเสนอสำนักงานคณะกรรมการเอทานอลแห่งชาติ กระทรวงอุตสาหกรรม : กรุงเทพมหานคร
8. กล้าณรงค์ ศรีรอต, อำนวย ปะติเส, เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ, กุลฤดี แสงสีทอง, รัตนา ตัณฑเทอดธรรม ปฐมา จาตกานนท์, มีนา ศุภวิวรรธ์และ ณัฐสุดา สกุลไพสิฐ. 2548. การผลิตและการใช้เชื้อเพลิงเอทานอล. รายงานวิจัยเสนอ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน : กรุงเทพมหานคร.
9. คณะกรรมการพัฒนาและส่งเสริมเชื้อเพลิงชีวภาพ. 2549. กระทรวงอุตสาหกรรม. กรุงเทพฯ
10. คณะกรรมาธิการการเกษตรและสหกรณ์ วุฒิสภา. รายงานการพิจารณากรณีศึกษา เรื่อง อ้อยและน้ำตาล. สำนักกรรมาธิการ 1. กรุงเทพฯ.
11. ฐานความรู้ด้านพืช. 2548. พันธุ์มันสำปะหลัง. กรมวิชาการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ (Online) Available URL: http://doa.go.th/pl_data/CASS/3var/var01.html
12. ฐานความรู้ด้านพืช. 2548. การปลูกมันสำปะหลัง. กรมวิชาการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ (Online) Available URL: http://doa.go.th/pl_data/CASS/4tech/tech01.html
13. ประกาศกระทรวงพาณิชย์ เรื่อง มาตรฐานสินค้าข้าว พ.ศ.2540 ราชกิจจานุเบกษา เล่ม 114 ตอนที่ 31ง วันที่ 17 เมษายน 2540
14. นิรนาม. (2548.). มติคณะรัฐมนตรีวันที่ 8 พฤศจิกายน 2548.
15. (Online). Available URL: http://www.energy.ca.gov
16. นิรนาม. (2548). ปริมาณการผลิตและส่งออกมันเส้นและมันอัดเม็ด ปี 2546-2549.
17. (Online). Available URL:http://www.cb.ktb.co.th/prod/brnew.nsf/
18. นิรนาม. (2548). อ้อยและน้ำตาลปี 49: ต้นทุนเพิ่ม...ผลผลิตลด.(Online). Available URL: http://www.ocsb.go.th/uploads/contents/16/attachfiles/F419_news0201205.mht
19. หนังสือพิมพ์เดลี่นิวส์. ฉบับ 12 ธันวาคม 2548. (Online). Available URL http://www.sugarzone.in.th/article/article30.htm
20. นิรนาม. (2548.). การผลิตอ้อยอย่างถูกต้องและเหมาะสม.
21. (Online). Available URL:http://www.kasetcity.com/dataarticledetail.asp:GIS=114/

22. สมชาย ศรีตระกูล. 2549. สถานการณ์และแนวโน้มการตลาดมันสำปะหลัง. สมาคมโรงงานผู้ผลิตมันสำปะหลัง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.
23. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2548. แผนยุทธศาสตร์มันสำปะหลัง. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์.
24. สำนักส่งเสริมการค้าสินค้าเกษตร กรมการค้าภายใน. 2549. รายงานภาวะสินค้า มันสำปะหลัง ประจำเดือน กันยายน 2549. URL: http://www.dit.go.th
25. วิไล สันติโสภาศรี, กล้าณรงค์ ศรีรอต, เอ็จ สโรบล และ สุนีรัตน์ หทัยรักษ์ธรรม. (2546).
26. สถานภาพของวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมเกษตรและการใช้ประโยชน์. รายงานวิจัยเสนอสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. กรุงเทพมหานคร.
27. ศูนย์วิจัยกสิกรไทย. (2548). กากน้ำตาล : ทวีบทบาท...มากคุณค่าทางเศรษฐกิจ. (Online). Available URL : http://www.sugarzone.in.th/article/article27.htm.
28. ศูนย์สารสนเทศการเกษตร. 2549. มันสำปะหลัง, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (Online). Available UR : http://thaifta.com/thaifta/Portals/0/file/ascn_1potato.doc
29. สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย. (2549). ข้อมูลประมาณการณ์ราคาอ้อยที่ 10 C.C.S. ปีการผลิต 2549/2550 และ 2550/2551. (Online). Available URL:http://www.sugarzone.in.th/.
30. สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย. (2548). ข้อมูลสถิติเกี่ยวกับอ้อยและน้ำตาลทราย (Online). Available URL:http://www.sugarzone.in.th/.
31. ส่วนวิจัยเศรษฐกิจพืชไร่นา สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. (2548). ข้อมูลพื้นฐานอ้อยโรงงาน ปี 2544-2548. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ : กรุงเทพมหานคร.
32. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2549(1). URL: http://oae.go.th
33. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2549(2). ยุทธศาสตร์มันสำปะหลัง. 12 มกราคม 2549
34. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2549(3). ยุทธศาสตร์อ้อย. 12 มกราคม 2549
35. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. (2548). สถิติการเกษตรของประเทศไทย ปี 2548. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ : กรุงเทพมหานคร
36. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. (2547). สถิติการเกษตรของประเทศไทย ปี 2547. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ : กรุงเทพมหานคร
37. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. (2544). สถิติการเกษตรของประเทศไทย ปี 2544. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ : กรุงเทพมหานคร
38. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. (2534). สถิติการเกษตรของประเทศไทย ปี 2534. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ : กรุงเทพมหานคร
39. สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย. 2548. สรุปสถานการณ์อ้อยและน้ำตาลทรายของประเทศไทยประจำปีการผลิต 2547/48 เล่มที่ 1 (มกราคม-มิถุนายน 2548). สำนักนโยบายอุตสาหกรรมอ้อยและน้ำตาลทราย. กระทรวงอุตสาหกรรม. http://oscb.go.th
40. อุทัย คันโธ. 2549. มันสำปะหลัง...วัตถุดิบอาหารสัตว์สำหรับสหัสวรรษใหม่ ตลาดยังกว้างไกลทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตอน1. กรมการค้าต่างประเทศ. (Online) Available URL: http://www.dft.moc.go.th/level4Frame.asp?sPage=the_files/$$8/level4/tapioca5.html&level4=1024
41. อุทัย คันโธ. 2549. มันสำปะหลัง...วัตถุดิบอาหารสัตว์สำหรับสหัสวรรษใหม่ ตลาดยังกว้างไกลทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตอน2. กรมการค้าต่างประเทศ. (Online) Available URL: http://www.dft.moc.go.th/level4Frame.asp?sPage=the_files/$$8/level4/tapioca5.html&level4=1024
42. อุทัย คันโธ. 2549. มันสำปะหลัง...วัตถุดิบอาหารสัตว์สำหรับสหัสวรรษใหม่ ตลาดยังกว้างไกลทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตอน3. กรมการค้าต่างประเทศ. (Online) Available

URL:
http://www.dft.moc.go.th/level4Frame.asp?sPage=the_files/$$8/level4/tapioca5.html&level4=1024

43. Aden, A., R. Wooley, and M. Yancey. (2000). Oregon Biomass-to-Ethanol Project: Pre-feasibility Study and Modeling Results. NREL, USA.

44. Katzen, R., P.W. Madson and G.D. Moon, Jr (1999). Ethanol distillation: the fundamentals. *In* Jacques, K., Lyons, T.P. and D.R. Kelsall. The Alcohol textbook 3rd Edition. Nottingham University Press. Nothingham. pp. 269-288.

45. Kelsall D.R. and T.P. Lyons. (1999). Management of fermentations in the production of alcohol: moving toward 23% ethanol. *In* K. Jacques, T.P. Lyons and D.R. Kelsall (eds.). The Alcohol Textbook. 3rd, Nottingham University Press, Nottingham. p 25-38.

46. Ingledew, W.M. (1999). Alcohol production by Saccharomyces cerevisiae: a yeast primer. *In* Jacques, K., Lyons, T.P. and D.R. Kelsall. The Alcohol textbook 3rd Edition. Nottingham University Press. Nothingham. pp. 49-87.

47. Murtagh, J.E. (1999). Molasses as a feedstock for alcohol production. *In* K. Jacques, T.P. Lyons and D.R. Kelsall (eds.). The Alcohol Textbook. 3rd, Nottingham University Press, Nottingham. p 89-105.

- **พลังงานชีวมวลเพื่อผลิตไบโอดีเซล**

1. กรมส่งเสริมการเกษตร. 2548(ก). โครงการเร่งรัดการปลูกสบู่ดำทดแทนการใช้ดีเซลในเครื่องยนต์ขนาดเล็กของเกษตรกร.
2. กรมส่งเสริมการเกษตร. 2548(ข). ปาล์มน้ำมัน. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. กรุงเทพฯ. 125 หน้า
3. กรมส่งเสริมการเกษตร. 2548(ค). สบู่ดำ. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. กรุงเทพฯ. 17 หน้า
4. กล้าณรงค์ ศรีรอต, พูนสุข ประเสริฐสรรพ์, สมพร อิศวิลานนท์ และ เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ. 2546. การศึกษาสถานภาพวัตถุดิบที่จะนำมาใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตไบโอดีเซล. รายงานวิจัยเสนอสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ. กรุงเทพฯ. 180 หน้า.
5. จันทร คำดา. 2543. ผลกระทบของเขตการค้าเสรีอาเซียน (AFTA) ต่อการผลิต การบริโภคและการค้าน้ำมันปาล์มของประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
6. ชาย โพธิวิส และสุรกิตติ ศรีกุล. 2547. สถานการณ์การผลิตและการตลาด *ใน* ปาล์มน้ำมัน, สถาบันวิจัยพืชสวน. กรุงเทพฯ หน้า 7-14.
7. ฉัตร ช่ำชอง, ประเทืองศรี สินชัยศรี, เนื้อทอง วนานุวัธ, ปรีชา สิทธิกรณ์ไกร, และ เอื้อ สิริจินดา. 2539. การศึกษาอุตสาหกรรมต่อเนื่องที่ใช้น้ำมันปาล์มเป็นวัตถุดิบ: กรณีการศึกษาความต้องการใช้น้ำมันปาล์มของอุตสาหกรรม. รายงานเสนอสำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม. 210 หน้า.
8. นคร สาระคุณ, สมยศ สินธุระหัส, และ สุทัศน์ ด่านสกุลผล. 2541. วิเคราะห์พื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันในภาคใต้ของประเทศไทย. กรมวิชาการเกษตร, กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. 266 หน้า.
9. นคร สาระคุณ. 2545. การจัดการการผลิตปาล์มน้ำมัน *ใน* เอกสารการสอนชุดวิชา การจัดการการผลิตพืชไร่อุตสาหกรรม.สาขาส่งเสริมการเกษตรและสหกรณ์.มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช.หน้า 1-166.
10. นันทรัตน์ จันทร์แสง. 2544. ผลกระทบของเขตการค้าเสรีอาเซียนต่ออุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันในประเทศไทย. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 2 (3) : 2-4.
11. บริษัท ทักษิณอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม (1993) จำกัด. 2541. อุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์มในประเทศไทย. กรุงเทพฯ.
12. บัญชา สมบูรณ์สุข. 2543. ปาล์มน้ำมัน….ทดแทนยางพาราได้จริงหรือ. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 1 (3) : 12-13.
13. ปรียาวรรณ ภวมัย. 2531. การวิเคราะห์การผลิต การใช้ประโยชน์ และการตลาดของมะพร้าวและผลิตภัณฑ์มะพร้าว. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

14. ไทยรัฐ. วันพฤหัสบดีที่ 15 ธันวาคม 2548 ปีที่56 ฉบับที่ 17495
15. ธีระ เอกสมทราเมษฐ์. 2549. ปาล์มน้ำมัน และการปรับปรุงพันธุ์. ภาควิชาพืชศาสตร์ คณะทรัพยากรธรรมชาติ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ หาดใหญ่ สงขลา.
16. เผดิม ฐิติฐาน. 2525. การใช้น้ำมันสบู่ดำเดินเครื่องยนต์ดีเซล. กรมวิชาการเกษตร. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. 34 หน้า.
17. พชรินทร์ ภัทรวรเมธ และ กมลใจ บูชาศักดิ์. 2545. การผลิตและการทดสอบเชื้อเพลิงไบโอดีเซลในเครื่องยนต์ของเครื่องจักรกลการเกษตร. ภาควิชาวิศวกรรมการเกษตร คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. 47 หน้า
18. เพียงพรรค ทัศคร. 2538. โครงสร้างและการเพิ่มขีดความสามารถในการสกัดน้ำมันปาล์ม *ใน* เอกสารประกอบการสัมมนาการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม. กรุงเทพฯ.
19. โพสต์ทูเดย์. น้ำมันพืชใช้แล้วเหมาะสมที่สุดในการผลิตไบโอดีเซล. 27 พฤษภาคม 2548.
20. มติชน. วิกฤตพลังงานชาติแปรรูป"สบู่ดำ"ไม้ต้นให้เป็น"น้ำมัน"ผลลัพท์จาก...วิทยาศาสตร์นี้มีคำตอบ. ฉบับวันที่ 13 กรกฎาคม 2548. หน้า 32.
21. มติชน. ครม.ไฟเขียวขยายปลูกปาล์ม6ล.ไร่.ฉบับวันที่ 26 เมษายน 2549. หน้า 17.
22. รายงานฉบับกลางโครงการศึกษาผลกระทบทางเศรษฐศาสตร์จากการใช้น้ำมันไบโอดีเซล โครงการนำร่อง: การวิจัยสาธิตการผลิตและการใช้บโอดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์รับจ้างสองแถวในจังหวัดเชียงใหม่. 2548. ศูนย์วิจัยเศรษฐศาสตร์ประยุกต์. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
23. วสันต์ อึ้งอัมพร. 2544. การเตรียมไบโอดีเซลจากน้ำมันมะพร้าวดิบ. ปริญญานิพนธ์ เคมีอุตสาหกรรม สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ.
24. วิกฤตพลังงานแปรรูป"สบู่ดำ"ไม้ต้น ให้เป็น"น้ำมัน"ผลลัพธ์จาก...วิทยาศาสตร์นี้มีคำตอบ... 13 กรกฎาคม 2548. หนังสือพิมพ์มติชน. หน้า 32.
25. วิชณีย์ ออมทรัพย์สิน. 2545. การแปรรูปปาล์มน้ำมัน *ใน* ปาล์มน้ำมัน, สถาบันวิจัยพืชสวน. กรุงเทพฯ หน้า 151-172.
26. สมชาย สิทธิโชค. 2544 ตลาดปาล์มน้ำมันของไทย. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 2 (4) : 12.
27. สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย. 2539. ลู่ทางและโอกาสการส่งออกและผลกระทบจากการมีเขตการค้าเสรีอาเซียน (สำหรับอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม). กรุงเทพฯ. 149 หน้า.
28. สาขาวิชาส่งเสริมการเกษตรและสหกรณ์. 2545. การจัดการการผลิตพืชไร่อุตสาหกรรม. มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช, กรุงเทพฯ. 780 หน้า
29. เสรี โพธิ์ภักดี. 2544. ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อปริมาณความต้องการกรดไขมันปาล์มในอุตสาหกรรมโอลิโอเคมิคอลในประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
30. สุรกิตติ ศรีกุล. 2547. วิทยาการก่อนและหลังเก็บเกี่ยว การเก็บเกี่ยวมาตรฐานและคุณภาพปาล์มน้ำมัน *ใน* ปาล์มน้ำมัน, สถาบันวิจัยพืชสวน. กรุงเทพฯ หน้า 139-150.
31. สุรกิตติ ศรีกุล, สุนีย์ นิเทศพัตรพงศ์, และ ชาย โฆรวิส. 2544. การพัฒนาการผลิตและการปรับปรุงพืชน้ำมัน (ปาล์มน้ำมัน). *ใน* การประชุมระดมความคิด เรื่อง แนวทางการวิจัยและพัฒนาไบโอดีเซลไปสู่เชิงพาณิชย์. โรงแรมมารวยการ์เด้น กรุงเทพฯ.
32. สุริยา อยชานันท์. 2545. ศักยภาพของอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์มของประเทศไทย. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 3 (3) : 13-14.
33. สำนักงานประสานงานชุดโครงการวิจัยปาล์มน้ำมัน. 2543. ข้อมูลสถิติเกี่ยวกับอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมัน. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 1 (2) : 10-12.
34. สำนักงานประสานงานชุดโครงการวิจัยปาล์มน้ำมัน. 2544ก. ข้อมูลสถิติเกี่ยวกับอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมัน. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 2 (3) : 11-12.

35. สำนักงานประสานงานชุดโครงการวิจัยปาล์มน้ำมัน. 2544ข. วิเคราะห์ภาพรวมอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันไทย. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 2 (1) : 1-4.
36. สำนักงานประสานงานชุดโครงการวิจัยปาล์มน้ำมัน. 2544ค. เขตเกษตรเศรษฐกิจสำหรับการปลูกปาล์มน้ำมัน พ.ศ. 2543. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน. 2 (1) : 15-16.
37. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2543. แผนพัฒนาปาล์มน้ำมันและน้ำมัน ปี 2544-2549. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. 72 หน้า.
38. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2544. ข้อมูลด้านการผลิตและการตลาดสินค้าเกษตรที่สำคัญ.กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. หน้า 86 – 92.
39. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2545. ข้อมูลด้านการผลิตและการตลาดสินค้าเกษตรที่สำคัญ.กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ หน้า 76 – 80
40. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2545. สถิติการเกษตรของประเทศไทยปีเพาะปลูก 2544 / 2545. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. หน้า 25.
41. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2547. สถิติการเกษตรของประเทศไทยปี2547. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. 122 หน้า.
42. อรรัตน์ วงศ์ศรี และศิริชัย มามีวัฒนะ. 2547. พันธุ์ปาล์มน้ำมันและการปรับปรุงพันธุ์ *ใน* ปาล์มน้ำมัน, สถาบันวิจัยพืชสวน. กรุงเทพฯ หน้า 15-34.
43. Altin, R., S. Cetinkaya, and H.S. Yucesn. 2001. The potential of using vegetable oil fuels as fuel for diesel engines. Energy Conversion and Management. 42 : 529-538.
44. asiron, Y. 2002. Palm oil and its global supply and demand prospects. Oil Palm Industry Economic Journal. 2(1)2002 : 1-10.
45. Gubitz, G.M., M. Mittelbach and M. Trabi. 1999. Exploitation of the tropical oil seed plant *Jatropha curcas* L. Bioresource Tech. P. 73 – 81.
46. Korbitz, W. 1998. Biodiesel development status worldwide 1997. In Proceedings of the1998. PORIM International Biodiesel and Lubricant Conference. PORIM, Malaysia. pp. 3-22.
47. Korbitz, W. 1999. Biodiesel production in Europe and North America, an encouraging prospect. Renewable Energy. 16 : 1078-1083
48. Korbitz, W. 2002. New trends in developing biodiesel world-wide**.** *In* CISCE China&International Soy Conference&Exibition 2002, Beijing, China. November 6-9, 2002.
49. Ma, F., and M.A. Hanna. 1999. Biodiesel production: a review. Bioresource Technology. 70, 1-15.
50. Openshaw, K. 2000. A review of *Jatropha curcas* : an oil plant of unfulfilled promise. Biomass and Bioenergy. P. 1 – 15.
51. Rodinger, W. 1994. Neue Daten zur Umweltvertraglichkeit von RME im Vergleich zu Diesel-kraftstoff. Bundesanstalt fur Wassergute, Vienna, Austria.
52. Royal Thai Naval Dockyard, R&D Division, 2005. Biodiesel Project in the Royal Thal Navy. Bangkok.
53. Saka, S., and D. Kusdiana. 2001. Biodiesel fuel from rapeseed oil as prepared in supercritical methanol. Fuel. 80 : 225-231.
54. USDA Foreign Agricultural Service, GAIN Report, Global Agriculture Information Network. 2005. EU-25 Oilseeds and products Strong Growth Anticipated for EU Biodiesel Production 2005. Brussels USEU.
55. จรูญ ค้อมคำพันธุ์ และ โยชิมูมิ ทาเคดะ. 2548. พฤศจิกายน. น้ำมันสบู่ดำกับเครื่องยนต์ดีเซล (Online). Available URL:http://doa.go.th/th/showArticles.aspx?id=984
56. นิรนาม. 2546. ดีเซลจากพืชทางเลือกใหม่ของพลังงาน, สำนักคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงกรมธุรกิจพลังงาน (Online), Available URL:http//doab.go.th/dbd/knowledge/bio-diesel2.htm

57. นิรนาม. 2548. ตุลาคม. สถิติการเกษตรประเทศไทย2547, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (Online).Available URL:http://oae.go.th/statistic/yearbook47/
58. นิรนาม. 2548. ตุลาคม. น้ำมันเชื้อเพลิงจากต้นสบู่ดำ, กรมส่งเสริมวิชาการเกษตร(Online), Available URL:http//plantpro.doae.go.th/engineer/WEBPAGE/Energy/sabudum.htm
59. นิรนาม. 2548. ตุลาคม. สถานการณ์ทั่วไป: มะพร้าวผลแก่, กรมส่งเสริมวิชาการเกษตร(Online), Available URL:http//doae.go.th/plant/coconut.htm
60. นิรนาม. 2548. ตุลาคม. ปลูกสบู่ดำเชิงธุรกิจ จะคุ้มกับการลงทุนหรือไม่(Online), Available URL:http://kasetcity.com/Thaibioenergy/Sope/QAview.asp?id=8
61. นิรนาม. 2548. พฤศจิกายน. Biodiesel ไม่เหมาะกับเครื่องยนต์รอบสูง, หนังสือพิมพ์ผู้จัดการ(Online). Available URL:http://manager.co.th/lead/news4680.html
62. นิรนาม. 2548. พฤศจิกายน. ไบโอดีเซลคืออะไร, กระทรวงพลังงาน(Online), Available URL:http://energy.go.th/th/knowledgeDetail.asp?id=37
63. นิรนาม. 2548. พฤศจิกายน. ฐานความรู้ด้านพืช, กรมวิชาการเกษตร(Online), Available URL:http//doa.go.th/data-agri/COCONUT/1stat/sto4.html
64. นิรนาม. 2548. พฤศจิกายน. ฐานความรู้ด้านพืช, กรมวิชาการเกษตร(Online), Available URL:http//doa.go.th/pl_data/PLAM/1stat/st01.html
65. นิรนาม. 2548. พฤศจิกายน. ไบโอดีเซล, สถานีวิทยุกระจายเสียงสื่อสารมวลชนเอฟเอ็ม100จ.เชียงใหม่ (Online), Available URL:http://fm100cmu.com/program-detail.php?id_sub_group=58&id=1122
66. นิรนาม. 2548. ธันวาคม. กระทรวงพลังงานพระราชดำริในหลวงเดินหน้าแผนไบโอดีเซล, กระทรวงพลังงาน(Online). Available URL:http://energy.go.th/th/newsDetail.asp?id=467
67. นิรนาม. 2548. ธันวาคม. กรมวิชาการเกษตร(Online). Available URL:http://www.doa.go.th/th/ShowArticles.aspx?id=1698
68. นิรนาม. 2548. ธันวาคม. ปาล์มน้ำมัน: พืชเศรษฐกิจ...ที่น่าจับตามอง, ผู้จัดการออนไลน์(Online) Available URL:http://manager.co.th/Business/ViewNews.aspx?NewID=9470000093275
69. นิรนาม. 2548. ธันวาคม. สรุปผลการประชุมคณะรัฐมนตรี, กระทรวงพลังงาน(Online).Available URL: http://eppo.go.th/admin/cab/cab17may48.html
70. นิรนาม. 2549. มกราคม. ก.พลังงานฟื้น"ไบโอดีเซล"ทาง2แพร่งรอปลูกปาล์มหรือเร่งนำเข้า, ประชาชาติธุรกิ(Online)Available URL: http://matochon.co.th/prachachart/prachachart_detail.php?s_tag=02inv03030149&day
71. นิรนาม. 2549. เมษายน. สรุปผลการประชุมคณะรัฐมนตรี, สำนักนายกรัฐมนตรี(Online).Available URL: http://region1.prd.go.th/cabinet/data/cabinet250449.htm.
72. พรศิริ มณีโชติ. 2548. พฤศจิกายน. สบู่ดำกับเครื่องจักรกลเกษตร, กรมวิชาการเกษตร(Online), Available URL:http//doa.go.th/th/showArticle.aspx?id=1827
73. พิสมัย เจนวนิชปัญจกุล. 2548. พฤศจิกายน. ไบโอดีเซล: พลังงานทางเลือก?, สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย(Online), Available URL:http//tistr.or.th/t/publication/page_area_show_bc.asp?i1=90&i2=10000
74. ระพีพันธุ์ ภาสบุตร และ สุขสันต์ สุทธิผลไพบูลย์. 2548. พฤศจิกายน. น้ำมันสบู่ดำพลังงานทดแทนน้ำมันดีเซลและเบนซิน(Online), Available URL:http//thaijatropha.com/jatropha1htm
75. สุรพงษ์ เจริญรัถ. 2548. ตุลาคม. ต้นทุนการผลิตและราคาคุ้มทุนสบู่ดำ(Online), Available URL:http://kasetcity.com/Thaibioenergy/Sope/QAview.asp?id=5
76. สุวิทย์ สุทธิจิระพันธ์. 2547. ตุลาคม. เผยแผนบังคับใช้ไบโอดีเซลปี 2554 (Online), Available URL:http//mfa.go.th/business/page66.php?id=10547
77. อนันต์ ดาโลดม. 2548. ธันวาคม. ปาล์มน้ำมัน พืชอุตสาหกรรมที่ต้องจับตามอง, สมาคมพืชสวนแห่งประเทศไทย(Online) Available URL:http://hsstth.org/ยุทธศาสตร์ปาล์มน้ำมัน.pdf
78. Statish Lele, 2005, November, The Cultivation of *Jatropha curca*(Online), Available URL:http//svlele.com/jatropha_plant.htm

79. European Union . 2003. May. Unavailable URL:http://europa.eu.int/comm/energy_transport/atlas.html
80. Anonymous. 2003. October. EU:Biodiesel Industry Expanding Use of Oilseeds, USDA Foreign Agriculture Service, Production Estimates and Crop Assessment Division (Online) Available URL:http://fas.usda.gov/pecad/highlights/2003/09/biodiesel13/index.htm
81. Anonymous. 2005. November. Multi Feed Stock. BioDiesel International (Online) . Available URL:http://biodiesel-intl.com/nutzen_e/nutzen.htm
82. Anonymous. 2005. November. Economic of Jatropha Cultivation(Online), Available URL:http://jatrophaworld.org/15.html
83. Anonymous. 2005. December. Biodiesel around the World (Online) Available URL:http://bjreview.com.cn/En-2005/05-29-e/bus-3.htm
84. Anonymous. 2005. December. Production of biodiesel in the EU, European Biodiesel Board (Online) Available URL:http://ebb-eu.org/biodiesel.php
85. Anonymous. 2005. December. Statistics, European Biodiesel Board (Online) Available URL:http://ebb-eu.org/stats.php
86. Anonymous. 2005. December. World Oilseed Production 2004, World Statistic (Online) Available URL:http://soystats.com/2005/graphics/w29p24_05.gif
87. Anonymous. 2005. December. World Vegetable Oil Consumption 2004, World Statistic (Online) Available URL:http://soystats.com/2005/page_35.htm

- **ชีวมวลเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า**

ข้าว

1. รายงานฉบับสมบูรณ์การศึกษาและการประเมินศักยภาพชีวมวล 2548 ,กองพัฒนาพลังงานทางเลือกและประสิทธิภาพ
2. http://web.ku.ac.th/nk40/nk/data/03/lab1k31.htm

อ้อย

1. รายงานฉบับสมบูรณ์การศึกษาและการประเมินศักยภาพชีวมวล 2548 ,กองพัฒนาพลังงานทางเลือกและประสิทธิภาพ
2. ข้อมูลจากการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการสมาคมชาวไร่อ้อย
3. ข้อมูลจากผู้ให้บริการขนส่งในที่ราบทั่วไป ภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ข้าวโพด

1. http://www.doa.go.th/fcri/download/rehi44/corn44.doc
2. http://web.ku.ac.th/agri/cornn/corn_b.htm
3. http://www.doae.go.th//library/html/detail/paddy/c1.htm
4. http://kanchanapisek.or.th/kp6/BOOK3/chapter2/t3-2-m.htm
5. http://www.doae.go.th/plant/corn1.htm
6. http://www.doa.go.th/data-agri/CORN/1stat/st01.html
7. http://www.pacthai.co.th/howto_984.htm
8. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ศักยภาพพลังงานชีวมวลในประเทศไทย พ.ศ. 2544/2545.
9. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ศักยภาพพลังงานชีวมวลเพื่อเป็นพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2542- 2544

10. วิทยาลัยเกษตรศาสตร์, สถานภาพของวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมเกษตรและการใช้ประโยชน์ พ.ศ. 2544.
11. BLACK & VEATCH (THAILAND), 2000, FINAL REPORT, "Biomass-Based Power Generation and Cogeneration within Small Rural Industries", National Energy Policy Office (NEPO), Thailand.
12. ส่วนพัฒนาพลังงานที่ 2 สำนักพัฒนาพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานชีวมวล (ข้าว, ปาล์มน้ำมัน, มันสำปะหลัง) พ.ศ. 2546.
13. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, รายงานโครงการศึกษาศักยภาพพลังงานชีวมวลที่มีอยู่ในประเทศไทย เพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน พ.ศ. 2548.
14. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, รายงานโครงการศึกษาการจัดทำกรอบแผนยุทธศาสตร์พลังงานระดับจังหวัดแบบบูรณาการ กรณีศึกษา จังหวัด กาญจนบุรี เพชรบุรี นครปฐม ปี พ.ศ.2548.
15. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานการศึกษาและประเมินศักยภาพแหล่งชีวมวล พ.ศ. 2548.

มันสำปะหลัง

1. http://www.ku.ac.th/e-magazine/april48/agri/fatty.html
2. http://www.doa.go.th/pl_data/CASS/3var/var01.html
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ศักยภาพพลังงานชีวมวลในประเทศไทย พ.ศ. 2544/2545.
4. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ศักยภาพพลังงานชีวมวลเพื่อเป็นพลังงานของประเทศไทย ปี พ.ศ.2542-2544 .
5. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, สถานภาพของวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมเกษตรและการใช้ประโยชน์ พ.ศ. 2544.
6. BLACK & VEATCH (THAILAND), 2000, FINAL REPORT, "Biomass-Based Power Generation and Cogeneration within Small Rural Industries", National Energy Policy Office (NEPO), Thailand.
7. ส่วนพัฒนาพลังงานที่ 2 สำนักพัฒนาพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานชีวมวล (ข้าว, ปาล์มน้ำมัน, มันสำปะหลัง) พ.ศ. 2546.
8. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, รายงานโครงการศึกษาศักยภาพพลังงาน ชีวมวลที่มีอยู่ในประเทศไทย เพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน พ.ศ. 2548.
9. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, รายงานโครงการศึกษาการจัดทำกรอบแผนยุทธศาสตร์พลังงานระดับจังหวัดแบบบูรณาการ กรณีศึกษา จังหวัด กาญจนบุรี เพชรบุรี นครปฐม ปี พ.ศ.2548
10. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานการศึกษาและประเมินศักยภาพแหล่งชีวมวล พ.ศ. 2548.

ปาล์ม

1. http://www.doae.go.th/plant/palm.html
2. http://www.doa.go.th/pl_data/PALM/3var/var01.html
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ศักยภาพพลังงานชีวมวลในประเทศไทย พ.ศ. 2544/2545.
4. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ศักยภาพพลังงานชีวมวลเพื่อเป็นพลังงานของประเทศไทยปี พ.ศ. 2542-2544 .
5. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, สถานภาพของวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมเกษตรและการใช้ประโยชน์ พ.ศ. 2544.
6. BLACK & VEATCH (THAILAND), 2000, FINAL REPORT, "Biomass-Based Power Generation and Cogeneration within Small Rural Industries", National Energy Policy Office (NEPO), Thailand.
7. ส่วนพัฒนาพลังงานที่ 2 สำนักพัฒนาพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานชีวมวล (ข้าว, ปาล์มน้ำมัน, มันสำปะหลัง) พ.ศ. 2546.
8. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, รายงานโครงการศึกษาศักยภาพพลังงานชีวมวลที่มีอยู่ในประเทศไทย เพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน พ.ศ. 2548.

9. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, รายงานโครงการศึกษาการจัดทำกรอบแผนยุทธศาสตร์พลังงานระดับจังหวัดแบบบูรณาการ กรณีศึกษา จังหวัด กาญจนบุรี เพชรบุรี นครปฐม ปี พ.ศ.2548.
10. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, รายงานการศึกษาและประเมินศักยภาพแหล่งชีวมวล พ.ศ. 2548.

ยางพารา

1. ศูนย์วิจัยและฝึกอบรมด้านสิ่งแวดล้อม กรมส่งเสริมคุณภาพและสิ่งแวดล้อม, 2548, รายงานโครงการศึกษาศักยภาพของชีวมวลที่มีอยู่ในเมืองไทยเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน กรณีศึกษา แกลบ กากปาล์ม ขี้เลื่อย กากมะพร้าวและกากอ้อย, กรุงเทพฯ.
2. กรมวิชาการเกษตร, 2548, ฐานความรู้ด้านพืช (Online). Available URL:http://www.doa.go.th/data-agri/RUBBER/6product/pro05.html
3. Prasertsan S. and Krukanont P., 2004, "Geographical distribution of biomass and potential sites of rubber wood fired power plants in Southern Thailand", Biomass & Bionergy, Elsevier
4. นายอุสาห์ บุญบำรุง นางสาวสุกัญญา เพ็งมา และนางสาววาสนา แก้วกาม, โครงการแผนที่ภูมินิทัศน์ภาคใต้ : ฐานเศรษฐกิจและทุนวัฒนธรรม, สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี กรุงเทพฯ.
5. BLACK & VEATCH (THAILAND), 2000, FINAL REPORT, "Biomass-Based Power Generation and Cogeneration within Small Rural Industries", National Energy Policy Office (NEPO), Thailand.
6. Gonzales A. D., 2001, Regional Seminar on Commercialization of Biomass Technology,"OPTIONS FOR COMMERCIALIZATION OF BIOMASS TECHNOLOGIES: analysis of biomass-fired plants, attraction of buyers and areas for improvement", COGEN-AIT, Guangzhou, China
7. Lacrosse L., Carlos R. M. and Hernoe T.,2002, "Market Condition, Barrier and outlook for Biomass Energy in Asean", EC-ASEAN COGEN Programme, Thailand
8. Prasertsan S. and Sajjakulnukit B., 2005, "Biomass and biogas energy in Thailand: Potential, opportunity and barriers", Renewable Energy, Elsevier
9. _____, 2548, การสอบถามโรงงงานแปรรูปไม้ยางพารา จังหวัดตรัง
10. กรมป่าไม้, 2545, การประเมินศักยภาพของวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร การประชุมการป่าไม้ ประจำปี 2545 ด้านวัสดุทดแทนไม้, กรุงเทพฯ
11. วิไล สันติโสภาศรี, กล้าณรงค์ ศรีรอต, เอ็จ สโรบล และ สุนีรัตน์ หทัยรักษ์ธรรม, "สถานภาพของวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมและการใช้ประโยชน์", มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ
12. _____, 2548, พืชพลังงาน : Energy Crops (Online). Available URL: http://www.efe.or.th//index2.php?option=content&task=view&id=360&pop=1&page=0
13. หิรัญ ขันทองคำ, เรืองวุฒิ แจ่มวุฒิปรีชา และสุภพงศ์ แสงสันต์, "รายงานศักยภาพพลังงานชีวมวล", กลุ่มพัฒนาพลังงานชีวมวลและถ่านหิน (ไม้โตเร็ว), สำนักพัฒนาพลังงาน 2 กรมพัฒนาพลังงานงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
14. http://3w.doae.go.th/webboard/view.asp?room=2&ID=10345

ไม้โตเร็ว

1. กันตินันท์ ผิวสอาด, ชิงชัย วิริยะบัญชา. 2545. การเจริญเติบโตและมวลชีวภาพเหนือพื้นดินของไม้กระถินเทพา. เอกสารงานวิจัย. ส่วนวัฒนวิจัย สำนักวิชาการป่าไม้ กรมป่าไม้. กรุงเทพฯ.
2. กันตินันท์ ผิวสอาด, ชิงชัย วิริยะบัญชา. 2546. การเจริญเติบโตและผลผลิตของไม้กระถินเทพา ในท้องที่ต่างๆ.เอกสารงานวิจัย. กลุ่มวนวัฒนวิจัย ฝ่ายวนวัฒนวิจัยและพฤกษศาสตร์ กลุ่มอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่า และพันธุ์พืช.
3. นายคณิต ม่วงนิล. 2531. การวิเคราะห์ผลผลิตและเศรษฐกิจของการปลูกป่าไม้ยูคาลิปตัส คามาลดูเลนซิส อายุ 3 ปี ที่ปลูกด้วยความหนาแน่นต่างกัน. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ.

4. นายฉัตรชัย กาญจนะคช. 2540. อัตราการเจริญเติบโต ผลผลิต และรูปทรงของสวนป่าไม้สะเดาอายุ 12 ปี ที่ปลูกด้วยความหนาแน่นต่างกัน. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพ
5. นางสาวมยุรี รักกะเปา. 2541. การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของการลงทุนปลูกสะเดาเทียมใน จ. กระบี่. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ.

- **พลังงานชีวมวลเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ**

1. AD-Nett Project Farir-CT96-2083(DG12-SSMI), 2000, Anaerobic Digestion of Agro-Industrial Waste: Information Networks, pp. 7,13.
2. Albagnac, G., 1990 “Biomass Retention in Advanced Anaerobic Reactors”, Water Science Technology, Vol.22, No.1/2, pp.17-24.
3. Asinari di San Marzano, C.M., Binot, R., Bol, T., Fripiat, J.L., Hutschemateers, J., Melchior, J.L., Perez. I., Naveau, H. and Nyns, E.J., 1981, “Volatile Fatty Acid, an Important State Parameter for Control of the Reliability and the Productivities of Methane Anaerobic Digestion”, Biomass. Vol. 1, pp.47-59.
4. AT Information-Biogas Digestion : “Gas yields and methane content” [Online], Available : http://gate.gtz.de/biogas/appldev/operation/yieldt.html [2001,April 20].
5. Barredo, M.S. and Evison, L.M., 1991, “Effect of Propionate Toxity on Methanogen Enriched Sludge Methanobrevibacter smithii and Methanospirillum hungatii at Different pH Values,” Applied and Environmental Microbiology , Vol.57, No.5, pp.1764-1769.
6. Bitton, G., 1994, “Wastewater Microbiology”, New York, John Wiley and Sons, pp.229-245.
7. Breure, A.M. and Van Andel, J.G., 1987, “Bioenvironmental Systems”, Vol. 2, Edited by Wise, D.L., Boca Raton, CRC Press, Inc., pp.95-112.
8. Brown, D.K., Militzer, W. and Georgi, C.E., 1957, “The Effect of Growth Temperature on the Heat Stability of a bacteria Pyrophosphatase,” Archives Biochemistry Biophysics, Vol.70, No.3, pp.248-256.
9. Brown, N.T. and Tata, P.B.S., 1994, “Bioenergy”, Tokyo, Willey Eastern Limited, pp.109-159.
10. Bryant, M.P., 1979, “Microbial Methane Production-Theoretical Aspect,” J. of Animal Science, Vo;.48, No.2 pp.193-201.
11. Constant M., Naveau H.,. Ferrero G.-L and Nyns E.-J., 1981, “Biogas End-Use in The European Community”, pp. 18, 26-32.
12. Garber, W.F., Ohara, G.T., Colbaugh, J.E. and Raksit, S.K., 1975, “Thermophillic Digestion at the Hyperoin Treatment Plant,” J. Water Pollution Control Federation, Vol. 47, pp.950-961.
13. Hayes, TD. and Theis, T.L., 1979, “The Distribution of Heavy Metals in Anaerobic Digestion”, J. Water Pollution Control Fereration, Vol.50, pp.61-72.
14. Henze, M. and Harremoes, P., 1983 “Anaerobic Treatment of Wastewater in Fixed-Film Reactor-A Literature Review,” Water Science and Technology, Vol.15, No.8, pp.1-100.
15. Hill, D.T. and Bolte, J.P., 1989, “Digester Stress as Related to Iso-butyric and Iso-valeric acids”, Biological Waste, Vol. 28, pp.33-37.
16. Hilton, M.G. and Archer, D.B.,1998, “Anaerobic Digestion of a Sulfate-rich Molasses Wastewater : Inhibition of Hydrogen Sulfide Production”, Biotechnology and Bioengineering, Vol.31, pp.885-888.
17. Jewell J W.., Adams A B.. , Eckstrom P. B., Fanfoni J. K., Kabrick M R.. and Sherman F. D., 1982, “The Feasibility of Biogas Production on Farms”, Department of Agricultural Engineering, Cornell University, Ithaca, New York, pp. 95-116.

18. Lay, J.J., Li,Y.Y., Noike, T., Endo, J. and Ishimoto, S., 1997, "Analysis of Environmental Factors Affecting Methane Production From High-Solids Organic Waste", Water Science and Technology, Vol.36, No.6-7, pp.493-500.
19. Maxham,. J.V. and Wakamiya, W., 1981, "Proceeding of the 35th Industrial Waste Conference, Purdue University", Wast Lafayene Indiana, Ann Arbor Science, p.80.
20. Olthof, M. and Oleszkiewicz, J., 1982, 'Anaerobic Treatment of Industrial Wastewate", Chemical Engineering, Vol.89, No.23, pp.121-126.
21. Ross F. K. and Moser A. M., 1997, "AgSTAR Handbook : A Manual for Developing Biogas System at Commercial Farms in the United States", U.S. Environmental Protection Agency.
22. Sastry, C.A. and Vickineswatry, S., 1995, "Aeaerobic Waste Treatment Plants", In Waste Treatment Plants, Edited by Sastry, C.A., Hashim, M.A. and Agamothu, P., New Deihi, Narosa Publishing House, pp. 179-204.
23. Sheehan, G.J., 1981,"Kinetic of Heterogeneous Acidogenic Fermentation", Ph.D. dissertation, University of Queenland, 256 p.
24. Walsh L. J., Ross C. C., Smith S. M. and Harper R. S., 1999, "Utilization of Biogas" ,Biomass**,** Vol. 20, pp. 277-290.
25. Zeikus, J.G., 1980, "Microbial Populations in Digesters," In Anaerobic Digestion", Edited by Stafford, D.A., Wheatly, B.I. and Hughes, D.E., London, Applied Science Pubilsher, p.61.
26. เกียรติไกร อายุวัฒน์ และคณะ, 2536, "โครงการการใช้ก๊าซชีวภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า", สถาบันวิจัยและพัฒนาแห่งมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 88 หน้า.
27. เกียรติไกร อายุวัฒน์ และคณะ, 2538, "โครงการการใช้ก๊าซชีวภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า", สถาบันวิจัยและพัฒนาแห่งมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, หน้า 5-7.
28. เพ็ชรพร เชาวกิจเจริญ,2538, "ระบบบำบัดแบบไร้ออกซิเจน," ในการควบคุมดูแลระบบบำบัดน้ำเสีย", คณาจารย์คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, หน้า 274-302.
29. ศุวศา กานตวนิชกูร, 2535, "เทคโนโลยีการหมุนเวียนทรัพยากรมาใช้ใหม่**"** , ภาควิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, หน้า 3.4-3.32.
30. สถาบันวิจัยและพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2538, "ข้อเสนอโครงการส่งเสริมก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์เพื่อเป็นพลังงานทดแทนและปรับปรุงสิ่งแวดล้อม ส่วนที่ 1: ฟาร์มขนาดกลางและขนาดใหญ่", มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, เชียงใหม่.
31. เสริมสุข รัตสุข และไชยยุทธ กลิ่นสุคนธ์, 2518, การกำจัดน้ำทิ้งรงงานอุตสาหกรรมและแหล่งชุมชน, สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์ประยุกต์แห่งประเทศไทย, 317 หน้า.
32. หน่วยบริการก๊าซชีวภาพ สถาบันวิจัยและพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2544, "ระบบก๊าซชีวภาพสำหรับฟาร์มเลี้ยงสัตว์ เพื่อผลิตพลังงานทดแทนและอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม", หน้า 12.
33. 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.
34. 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.
35. 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.
36. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater 20th Edition, 1998
37. A.Intarangsi and W.Kiatpakdee, 2000, "The Experience on Biogas Technology in Thailand: From Development to Delivery", Biogas Advisory Unit, Institute for Science and Technology Research and Development, Chiang Mai University, Thailand.

38. Boonrod Sajjakulnukit et.,al ,2005,Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Thailand, Biomass and Bioenergy 29 214–224.
39. Combustion, the ASEAN-EU University Network Programme (AUNP), June 2005.
40. Handbook Decision Support System (DSS) for the Application of RENEWABLE ENERGY (RE) from Biogas and Biomass
41. International Sugar Organization www.sugaronline.com/iso/
42. Klass, Donald L, "Biomass for renewable energy, fuels, and chemicals", Diego : Academic Press, c1998.
43. S.Bhumiratana, M.Tantichareon, N.Putamayothin, N.Supajanya, 1984' "Biogas Technology in Thailand", Proc.2nd Asean Workshop on Biogas Tech., Page 104-110.
44. United States Department of Agriculture www.usda.gov
45. World Trade Organization (WTO) www.wto.org
46. เกื้อกูล ปิยจอมขวัญ, สิทธิโชค วัลลภาทิตย์, บุญเลียง ล้ำชัยภูมิ และกล้าณรงค์ ศรีรอต บทความ "โอกาสของมันสำปะหลังกับอุตสาหกรรม" WWW.cassava.org
47. กรมโรงงาน, www.diw.go.th
48. กรมปศุสัตว์ : www.dld.go.th
49. กรมปศุสัตว์ www.dld.go.th
50. กรมปศุสัตว์ (www.dld.go.th)
51. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน: http://www2.dede.go.th/
52. กรมศุลกากร www.customs.go.t
53. ธนาคารแห่งประเทศไทย (www.bot.or.th)
54. พรรณนีย์ วิชชาชู, 2548 บทความ "ปาล์มน้ำมัน…จากน้ำมันพืชถึงไบโอดีเซล" www.thaibioenergy.com
55. สถานเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ ม.เชียงใหม่, www.biogastech-cmu.com
56. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ, 2548, "รายงานความก้าวหน้าครั้งที่ 1 โครงการประเมินศักยภาพเทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลในประเทศไทย"
57. สถาบันอาหาร (http://www.nfi.or.th/)
58. สมาคมผลิตอาหารสำเร็จรูป, http://www.thaifood.org)
59. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร www.oae.go.th/
60. สำนักงานคณะกรรมอ้อยและน้ำตาล www.ocsb.go.th
61. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน www.eppo.go.th
62. สำนักพัฒนาระบบและรับรองมาตรฐานสินค้าปศุสัตว์ กรมปศุสัตว์ http://www.dld.go.th/certify/
63. Ann C. Wilkie ,Kelly J. Riedesel and John M. Owens , 2000, "Stillage characterization and anaerobic treatment of ethanol stillage from conventional and cellulosic feedstocks", Biomass and Bioenergy, Vol.19, 63±102 pp.
64. Chang J. L., Yang Y. P. and Whalen A. S., 1990, "Management of Sugarcane Mill Wastewater in Hawaii", Water Science & Technology , Vol.22, No.9, pp.131-140.
65. Cho YK., 1983, "Performance of a two-stage methane digestor for alcohol stillage derived from sugarcane molasses", Biotechnology Letters ; Vol. 5(8), 555±60 pp.
66. COWI Consulting Engineers and Planners AS, Denmark, 1999, "Cleaner Production Assessment in Meat Processing" , www.p2pays.org/ref/24/23224.pdf .
67. Division of Crop Utilization & Biotechnology Central Tuber Crop Research Institute Trivandrum, India, "Cassava Waste Treatment and Residue Management in India" www.ciat.cgiar.org/asia_cassava/workshop_pdf/.
68. Driessen WJBM, Tielbaard MH, Vereijken TLFM, 1994, "Experience on anaerobic treatment of distillery effluent with the UASB process", Water Science & Technology, Vol.30(12), 193±201 pp.

69. G.D. Najafpour, A.A.L. Zinatizadeh, A.R. Mohamed, M. Hasnain Isa and H. Nasrollahzadeh, 2006, "High-rate anaerobic digestion of palm oil mill effluent in an upflow anaerobic sludge-fixed film bioreactor" Process Biochemistry, Volume 41, Issue 2, Pages 370-379.
70. Goyal SK, Seth R, Handa and BK. Diphasic, 1996, "Fixed-Film Biomethanation of Distillery Spentwash", Bioresource Technology, Vol.56, 239–44 pp.
71. Goyal SK, Seth R, Handa BK., 1996, "Diphasic fixed-film biomethanation of distillery spentwash", Bioresource Technology, Vol. 56, 239–44 pp.
72. Halbert EJ, Barnes CS., 1980, Anaerobic digestion of waste from an alcohol distillery.In:Proceedings of the16th Convention, 16±21 pp; Sydney : Australia. Adelaide:Institute of Brewing (Australia and New Zealand Section),.p.219±25.
73. Hansen, P-I. E. and B. F. Mortensen**,** 1992, "Reduction of Pollution and Reclamation of Packaging House Waste Products", in A.M. Pearson and T.R. Dutson (eds), Inedible Meat By-products,Advances in Meat Research 8. Elsevier. Amsterdam.
74. Hansen, P-I. E**.,** 1997. "Implementation of Cleaner Technology in Danish Slaughterhouses". Danish Meat Research Institute, http://www.dmri.dk/general.php3?nid=2 .
75. Karhadkar PP, Handa BK, Khanna P., 1990, "Pilot-scale distillery spentwash biomethanation", Journal Environmental Engineering, Vol.116(6), 1029±45 pp.
76. Klanarong Srirote, 2005, "Outlook of Biomass Utilization as Biofuel In Thailand", http://www.cassava.org/doc/BiomassAsia_2005_Klanarong.pdf
77. Kusum Lata , Arun Kansal , Malini Balakrishnan , Rajeshwari V. K. and Kishore N. V.V., 2002, "Assessment of biomethanation potential of selected industrial organic effluents in India" Resources, Converstion and Recycling, Vol.35, 147-161 p.
78. Lembaga Rendidikan Perkebunam Yogyakarta Indonesia, 2001, "Best Practice Environmental Management Guidelines for Sugar Mills—report", May 2001.
79. Ma Ah Ngan ,1987, "Management of Palm Oil Mill Effluent", Environmental Quality:25 Year of Endeavor in Malaysia, 22-23 March, Kuching.
80. Nair, C., 1990, "Pollution Control Through Water Conservation and Wastewater Reuse in The Fish Processing Industry – Thailand" Water Science Technology Vol.22 , No.9 , pp.113-121.
81. Ontario Ministry of the Environment**,** 1999, "Guide to Resource Conservation and Cost Saving Opportunities in the Ontario Meat and Poultry Sector", Revised edition, July, 1999, Original edition,1994, prepared by Wardrop Engineering Inc.
82. Peram M Ch Prasada Rao, 1999, "Wastewater Management in a palm oil mill : a case study" AIT School of Environment, Resource and Development.
83. Puetpaiboon U. and Chotwattanasak J., 2005, "ANAEROBIC TREATMENT OF PALM OIL MILL WASTEWATER UNDER MESOPHILIC CONDITION", http://homepage.eng.psu.ac.th/civil/Puetpaiboon_U.pdf
84. Sheehan, G. and Greenfield, P., 1980 , "Utilization, treatment and disposal of distillery wastewater", Water Resources, Vol.14, 257 p.
85. Shivayogimath CB, Ramanujam TK., 1999, "Treatment of distillery spentwash by hybrid UASB reactor", Bioprocess Engineering, Vol. 21, 255±9 pp.
86. Suporn Koottatep, 2002, "Waste Minimization Program on Canning Factory and Fruit/Vegetables preservation in Northern Thailand" Research Report submitted to Thai Research Fund.
87. Tanticharoen, M., S. Lerttriluck, S. Bhumiratana and N. Supajanya, 1986. "Biogas production from tapioca starch waste water". Proceeding ASEAN Conference on Energy from Biomass. pp. 215-224.
88. The Division of Pollution Prevention and Environmental Assistance, www.p2pays.org/ .

89. Tritt W.P, 1992, “The Anaerobic Treatment of Slaughterhouse Wastewater in Fixed-Bed Reactors” , Bioresource Technology, No.41, pp. 201-207.
90. United States Department of Agriculture, 1999, “National Engineering Handbook Part 651 Agricultural Waste Management Field Handbook” http://www.wcc.nrcs.usda.gov/awm/awmfh.html.
91. Yeoh BG., “Two-phase anaerobic treatment of cane-molasses alcohol stillage”, 1997, Water Science & Technology, Vol.6(6/7), 441±8 pp.
92. กรมโรงงาน GTZ สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ และศูนย์การศึกษาต่อเนื่องมจธ., 2537, “เอกสารสัมมนา การแยกโปรตีนจากน้ำทิ้งโรงงานอุตสาหกรรมปลากระป๋อง”.
93. กรมส่งเสริมการเกษตร , “คู่มือคำนวณขนาดบ่อก๊าซชีวภาพ”.
94. กล้าณรงค์ ศรีรอต และเกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ, 2546, “เทคโนโลยีของแป้ง” พิมพ์ครั้งที่ 3, กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 303 หน้า.
95. กลุ่มวังขนาย, http://www.wangkanai.com/ .
96. โรงงานสุรากรมสรรพสามิต, 2542, “ระบบบำบัดและกำจัดน้ำเสีย โรงงานสุรากรมสรรพสามิต 12 เขต”, ฝ่ายเทคนิคและการผลิต กลุ่มบริษัทสุราทิพย์, 160 หน้า.
97. ศูนย์วิจัยกสิกรไทย, http://www.kasikornresearch.com/kr/ .
98. ศูนย์ส่งเสริมพลังงานชีวมวล มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, โครงการส่งเสริมการใช้ก๊าซชีวภาพจากระบบการจัดการน้ำเสียโรงฆ่าสัตว์, Presentation.
99. สถานเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, www.biogastech-cmu.com.
100. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ., 2546, “รายงานฉบับสุดท้ายโครงการการศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียรวมเพื่อผลิตพลังงานจากของเสียที่เกิดจากฟาร์มสุกรและโรงงานอุตสาหกรรมอาหารในจังหวัดนครปฐม”,กรุงเทพฯ : ,มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 285 หน้า.
101. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ., 2547, “รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำกากมันมาผลิตเป็นพลังงาน”, ”, กรุงเทพฯ : ,มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 40 หน้า.
102. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.,2542, “รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการที่ปรึกษาเพื่อประเมินผลโครงการส่งเสริมก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์เป็นพลังงานงานทดแทนและปรับปรุงสิ่งแวดล้อม”, กรุงเทพฯ : ,มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 204 หน้า.
103. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ-มจธ. , 2546, “รายงานฉบับสุดท้ายโครงการสำรวจและรวบรวมข้อมูลการใช้น้ำและพลังงานในโรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง ระยะที่ 1”, กรุงเทพฯ : , มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 167 หน้า.
104. สถาบันสิ่งแวดล้อมไทย, “โครงการพัฒนาดัชนีสิ่งแวดล้อมเพื่อขีดความสามารถในการแข่งขันของอุตสาหกรรมไทย”, http://www.tei.or.th/bep/envperfeval/palm/.
105. สถาบันสิ่งแวดล้อมไทย, “โครงการพัฒนาดัชนีสิ่งแวดล้อมเพื่อขีดความสามารถในการแข่งขันของอุตสาหกรรมไทย”, http://www.tei.or.th/bep/envperfeval/can/ .
106. สมมาต อิชโรจน์, 2547, “CSTR Biogas Technology”, เอกสาร presentation การประชุมผู้เชี่ยวชาญด้านเทคนิคชีวมวล เรื่อง ระบบผลิตก๊าซชีวภาพและการจัดการของเสียในฟาร์มเลี้ยงสัตว์, 27 ก.พ. 2547.
107. สำนักงานโยบายและแผนพลังงาน, www.eppo.go.th.
108. สำนักเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม, 2540, “คู่มือการจัดการสิ่งแวดล้อมสำหรับอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม” ,กรุงเทพฯ, 78 หน้า.
109. สำนักเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2541, “คู่มือการจัดการสิ่งแวดล้อมสำหรับโรงงานฆ่าสุกร”,กรุงเทพฯ, 72 หน้า.
110. สำนักเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2541, “คู่มือการจัดการสิ่งแวดล้อมสำหรับโรงงานฆ่าโค”, กรุงเทพฯ, 80 หน้า.

111. สำนักเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2545 “หลักปฏิบัติเพื่อการป้องกันมลพิษ (เทคโนโลยีการผลิตที่สะอาด) สำหรับอุตสาหกรรมสับปะรดกระป๋อง”.
112. สำนักเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2548, “คู่มือหลักปฏิบัติเพื่อการป้องกันมลพิษ (เทคโนโลยีการผลิตที่สะอาด) สำหรับอุตสาหกรรมรายสาขาปลากระป๋อง”, ,กรุงเทพฯ, 96 หน้า.
113. โสภิดา บุญเอนกทรัพย์ และคณะ, 2541, “คุณสมบัติของน้ำทิ้งในขั้นตอนการผลิตแป้งมันสำปะหลัง (Wastewater characterization on tapioca starch production process)” การประชุมวิชาการวิทยาศาสตร์ และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 24 ณ ศูนย์ประชุมแห่งชาติสิริกิติ์, กรุงเทพฯ 19-21 ตุลาคม 2541 หน้า 818-819.
114. อุสรา ปุณวัฒนา, 2548, “ดัชนีชี้วัดทางสิ่งแวดล้อมของอุตสาหกรรมปลากระป๋อง”, วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิตเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 221 หน้า.

- **พลังงานจากขยะ**

1. กนกศักดิ์ เอี่ยมโอภาส, เกียรติไกร อายุวัฒน์ และบุญมา ป้านประดิษฐ์. (2542). การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซชีวภาพจากแหล่งฝังกลบมูลฝอย. สัมนาวิชาการวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 13. กรุงเทพมหานคร
2. กรมควบคุมมลพิษ, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. (2547). โครงการสำรวจและวิเคราะห์องค์ประกอบขยะมูลฝอยชุมชนของเทศบาลทั่วประเทศ.กรุงเทพมหานคร
3. กรมควบคุมมลพิษ, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. (2545). คู่มือแนวปฏิบัติที่ดีด้านการป้องกันและลดมลพิษ ตลาดสด. กรุงเทพมหานคร
4. กรมควบคุมมลพิษ, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. (2548). สรุปสถานการณ์มลพิษของประเทศไทย พ.ศ.2547. กรุงเทพมหานคร
5. กระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี และคณะ. (2547). การประเมินเทคโนโลยีการกำจัดขยะมูลฝอยชุมชนที่เหมาะสมกับประเทศไทย. กรุงเทพมหานคร
6. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,กระทรวงพลังงาน. (2548). การศึกษาและสาธิตการผลิตพลังงานไฟฟ้า/ความร้อนจากขยะชุมชน. กรุงเทพมหานคร
7. คณะกรรมการประเมินเทคโนโลยีในการกำจัดขยะมูลฝอยที่เหมาะสมกับประเทศไทย. (2548). รายงานความก้าวหน้า การประเมินเทคโนคลยีในการกำจัดขยะมูลฝอยที่เหมาะสมกับประเทศไทย ครั้งที่ 1. กรุงเทพมหานคร
8. พัชรี หอวิจิตร. (2536). การจัดการขยะมูลฝอย. พิมพ์ครั้งที่ 3. มหาวิทยาลัยขอนแก่น: ขอนแก่น
9. อดิศักดิ์ ทองไข่มุก และคณะ. (2541). การจัดการมูลฝอยและสิ่งปฏิกูล.พิมพ์ครั้งที่ 3. บริษัท เอ็นไวร์คอนเซ็ป จำกัด: นนทบุรี
10. สำนักรักษาความสะอาด กรุงเทพมหานคร. (2548). สถานการณ์ การจัดการมูลฝอยและสิ่งปฏิกูลในกรุงเทพมหานคร.กรุงเทพมหานคร

- **พลังน้ำขนาดเล็ก**

1. รายงานการศึกษาแผนหลัก โครงการศึกษาจัดทำแผนหลักและพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำในเขื่อนและระบบชลประทาน กรมชลประทาน,กระทรวงเกษตรและสหกรณ์, พฤศจิกายน 2547
2. รายงานฉบับสุดท้าย โครงการศึกษาจัดทำแผนหลักการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน , กันยายน 2547
3. กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน. ศักยภาพการพัฒนาเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศไทย เอกสารนำเสนอคณะอนุกรรมการส่งเสริมพลังงานทดแทนจากน้ำในคณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร, กรกฎาคม 2548.

4. กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน. การพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดจิ๋ว เอกสารนำเสนอคณะอนุกรรมการส่งเสริมพลังงานทดแทนจากน้ำในคณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร, กันยายน 2548.
5. รายงานการประชุม คณะอนุกรรมการส่งเสริมพลังงานทดแทนจากน้ำในคณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร ครั้งที่ 1, 22 มิถุนายน 2548.
6. รายงานการประชุม คณะอนุกรรมการส่งเสริมพลังงานทดแทนจากน้ำในคณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร ครั้งที่ 2, 13 กรกฎาคม 2548.
7. รายงานการประชุม คณะอนุกรรมการส่งเสริมพลังงานทดแทนจากน้ำในคณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร ครั้งที่ 3, 20 กรกฎาคม 2548.
8. การประเมินผลโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก กองวางแผนและพัฒนาแหล่งน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, กันยายน 2527
9. วิศวกรรมชลศาสตร์ Hydraulic Engineering , ผศ.กีรติ ลีวัจนกุล , ภาควิชาวิศวกรรมโยธา มหาวิทยาลัยรังสิต ,สิงหาคม 2543

- **พลังงานลม**

1. บริษัท เฟลโลว์ เอ็นจิเนียร์ส คอนซัลแตนคส์ จำกัด. (2544). แผนที่ศักยภาพพลังงานลมของประเทศไทย กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน
2. R.H.B. Exell , Chumnong Sorapipatana , and Dusadee Sukawat. (1989). The Relation Between Wind Speeds at the Surface and Above the Boundary Layer in Thailand and India. Solar Energy Vol. 42 No. 6. pp.503-508
3. R.H.B. Exell, S. Thavapalachandran, and P.Mukhia. (June 1981). The Availability of Wind Energy in Thailand. AIT Research Report No. 134. The Renewable Energy Resources Information Center: AIT
4. E.H. Lysen. (August 1982). Introduction to Wind Energy: Basic and Advanced introduction to Wond Energy with Emphasis on Water Pumping Windmills. Steering Committee Wind Energy Developing Countries (SWD), Amersfoort.
5. Chumnong Sorapipatana. (1984). An Assessment of the Upper Wind Potential of Thailand by Analysing Pilot Balloon Data. Thesis for the degree of Master of Engineering, AIT.
6. Chumnong Sorapipatana. (1994) A Method for Determining the Suitability of Commercial Wind Machines for a Given Wind Regime. RERIC International Energy Journal Vol. 16 No.2 pp. 125-134
7. P.E. Morthorst, (July – August 2004), The cost of wind power, Renewable Energy World, pp. 126-137
8. International Energy Agency, (2003), Renewable for Power generation: Status & Prospects
9. บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม, (15 มิถุนายน 2547), รายงานฉบับสมบูรณ์งานที่ปรึกษากรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
10. http://www.energy.iastate.edu/renewable/wind/wem/wem-13_ecom.htm
11. เผ่าพงศ์ นิจจันทร์พันธ์ศรี, (2534), วิศวกรรมการทาง = Highway engineering, กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดยูเคชั่น,
12. Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, Anthony L., (2002), Wind energy explained : theory, design and application, New York : Wiley
13. กรมแผนที่ทหาร (2542), ข้อมูลแผนที่ประเทศไทย อัตราส่วน 1:50,00 WGS-84

14. ข้อมูลแผนที่ Google Earth

- **พลังงานแสงอาทิตย์**

1. วัชรา แหวนวงศ์. 2542. การหาสัมประสิทธิ์การสะท้อนของพื้นผิวโลกในบริเวณประเทศไทยโดยใช้ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. สาขาวิชาฟิสิกส์ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยศิลปากร.
2. Lacis, A. A. and Hansen, J. E. 1974. Parameterization for the absorption of solar radiation in the earth's atmosphere., J. Atmos. Sci. 19, 118-132.
3. Leckner, B. 1978. The spectral distribution of solar radiation at the earth's surface-Elements of a model, Solar Energy 20(2), 143-150.
4. Mcclatchey, R.A., Fenn, R.W., Selby, J.E.A ,Volz F.E. and Goring, J.S. 1972. Optical Properties of the Atmosphere, Research Report No. AFCRL-72-0497.
5. Tanre′, D., Deroo, C., Duhaut, P., Herman, N., Morcrette, J. J., Perbos, J. and Deschamps, P. Y. 1986. Simulation of the Satellite Signal in the Solar Spectrum, Technical Report, Laboratoire d′ Optique Atmospherique, Universite′ des Science et Technique de Lille, 59655 Villeneuve d′ Ascq Cedex, France.

บทที่ 3 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของศักยภาพการประหยัดพลังงาน

สรุปสาระสำคัญ (Key Findings)

1. *ผลการประเมินศักยภาพการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่ง อาคารพาณิชย์ บ้านพักอาศัย และอุตสาหกรรม พบว่า หากมีการดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานต่างๆ อย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป ตามทางเลือกการประหยัดพลังงานที่ใช้ในการจำลองแบบ end-use ในการศึกษานี้ จะทำให้เกิดการประหยัดพลังงานคิดเป็น 6,747 ktoe และ 14,318 ktoe หรือ 7.9% และ 12.8% ของพลังงานสุดท้ายที่คาดว่าจะต้องใช้ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ*

2. *การประหยัดพลังงานดังกล่าวประกอบด้วยพลังงานความร้อนเป็นหลัก ซึ่งคิดเป็น 85% ของพลังงานทั้งหมดที่จะประหยัดได้ เนื่องจากการใช้ในภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรม ซึ่งมีสัดส่วนการใช้พลังงานสูงมากอยู่แล้ว ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่จะประหยัดได้ในปี 2554 และ 2559 คือ 5,704 และ 11,598 ktoe ตามลำดับ ส่วนพลังงานไฟฟ้าที่จะประหยัดได้คือ 12,144 GWh (1,043 ktoe) และ 31,620 GWh (2,720 ktoe) ตามลำดับ คิดเป็นความต้องการพลังไฟฟ้าที่สามารถลดได้ประมาณ 2,080 และ5,880 MW_e*

3. *ภาคขนส่งมีศักยภาพการประหยัดพลังงานสูงสุด โดยในปี 2554 จะประหยัดได้ 3,858 ktoe หรือกว่าครึ่งหนึ่งของศักยภาพทั้งหมด (56%) รองลงมาคือภาคอุตสาหกรรม (1,505 ktoe หรือ 21%) (ยังไม่รวมการประหยัดพลังงานเฉพาะกระบวนการในแต่ละสาขาอุตสาหกรรม (Process-specific) ซึ่งมีศักยภาพอย่างน้อย 10% ของพลังงานที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรม นอกเหนือจากการใช้อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงทั่วๆไป) ถัดมา คือภาคบ้านพักอาศัย (827 ktoe หรือ 12%) ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลจากการใช้เตาประสิทธิ ภาพสูง โดยเฉพาะเตาฟืนและเตาถ่าน (ซึ่งดำเนินการได้ไม่ง่ายนัก) ส่วนอาคารพาณิชย์นั้นมีศักยภาพประมาณ (9%) แต่สัดส่วนดังกล่าวจะเพิ่มขึ้นในระยะยาว (13% ในปี 2559) เนื่องจากการใช้ Building code กับอาคารที่จะก่อสร้างใหม่*

4. *แนวทางประหยัดพลังงานในภาคขนส่งที่มีศักยภาพสูง คือ การจัดการอุปสงค์การเดินทาง (Travel Demand Management - TDM)(ศักยภาพ 1,583 ktoe หรือ 41% ในปี 2554) ซึ่งประกอบด้วยมาตรการย่อยหลายๆ มาตรการรวมกันที่ส่งเสริมการไม่ใช้ยานยนต์ส่วนบุคคลในการเดินทาง ซึ่งถ้าดำเนินการได้เร็วก็จะเห็นผลเร็ว มาตรการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษ (Emission fees) มีศักยภาพ 900 ktoe ในปี 2554 ส่วนการใช้มาตรการเพิ่มภาษีน้ำมันนั้น แม้ว่าจะมีศักยภาพสูง (770 ktoe ในปี 2554) แต่การดำเนินการให้เป็นที่ยอมรับของสาธารณชนจะเป็นปัญหาที่ท้าทายยิ่ง อย่างไรก็ตาม ในระยะยาวมาตรการด้านการติดฉลาก และการบังคับมาตรฐานขั้นต่ำด้านความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Fuel economy) จะมีศักยภาพสูง กล่าวคือศักยภาพจะเพิ่มจาก 464 ktoe ในปี 2554 เป็น 2,230 ktoe ในปี 2559*

5. *แนวทางการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคาร บ้านอยู่อาศัย และโรงงานอุตสาหกรรมล้วนต้องอาศัยการเพิ่มการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้/เครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเป็นหลัก ทั้งที่ใช้พลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้า ซึ่งชี้ให้เห็นถึงบทบาทที่สำคัญของการใช้ Demand Side Management (DSM) เป็นเครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมการประหยัดพลังงานในภาคดังกล่าว ทั้งนี้แม้กระทั่งในภาคขนส่ง การติดฉลากและการบังคับมาตรฐานขั้นต่ำด้านการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานยนต์ก็มีศักยภาพสูงในระยะยาว*

6. *แนวทางประหยัดพลังงานในอุตสาหกรรมที่สำคัญอีกแนวทางหนึ่ง คือการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตสำหรับอุตสาหกรรมเฉพาะสาขา (Industry-specific) โดยเฉพาะสาขาอุตสาหกรรมที่สิ้นเปลืองพลังงานมาก เช่นอุตสาหกรรมอโลหะ (ซีเมนต์ แก้ว เซรามิก ฯลฯ) ซึ่งในโครงการนี้ยังไม่ได้ทำการประเมินศักยภาพโดยตรง แต่จากประสบการณ์จากต่างประเทศแนวทางดังกล่าวมีศักยภาพไม่น้อยกว่า 10-15%*

7. *การใช้ระบบ CHP ในอาคารและอุตสาหกรรม โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีศักยภาพที่จะประหยัดพลังงานปฐมภูมิ 273 ktoe, 1,079 ktoe และ 2,726 ktoe ในปี 2554, 2559 และ 2563 ตามลำดับ ซึ่งเป็นศักยภาพที่ค่อนข้างสูงและจะสูงขึ้นมากในระยะยาว เมื่อมีการขยายแนวท่อก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ให้ครอบคลุมพื้นที่ที่กว้างขวางขึ้น รวมทั้งในเขตเมืองสำหรับอาคารพาณิชย์ และผลการศึกษานี้ชี้ให้เห็นว่าการใช้ระบบ CHP มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ (คืนทุนได้ภายในประมาณ 1-4 ปี สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม) ขณะที่การใช้ CHP โดยมีการทำความเย็นด้วยระบบ Absorption ในอาคารจะต้องอาศัยอัตราการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ที่เหมาะสม เพื่อให้สามารถคืนทุนได้เร็วกว่า 3-9 ปี (ทั้งนี้สาเหตุหลักที่คืนทุนช้า คือชั่วโมงการใช้งานต่อปีที่มีจำนวนน้อย)*

8. *การใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ NGV ตามแผนส่งเสริมของปตท. มีศักยภาพที่จะทดแทนเชื้อเพลิงปิโตรเลียมได้ 241 1,006 และ 1,633 ktoe คิดเป็น 0.9, 3.1 และ 3.9% ของการใช้พลังงานในภาคขนส่งทั้งหมดในปี 2550, 2554 และ 2559 ตามลำดับ แต่อัตราการขยายตัวประมาณ 100,000 คันต่อปี ตามแผนดังกล่าวเป็นอัตราที่สูงมากเมื่อเทียบกับทุกประเทศที่เคยมีประสบการณ์ทางด้านนี้มาก่อน อย่างไรก็ตาม หากมีการใช้รถยนต์ NGV ตามแผน รวมทั้งมีการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซลตามศักยภาพที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 การใช้เชื้อเพลิงทดแทนทั้ง 3 ประเภทดังกล่าว จะสามารถทดแทนการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมได้ 2,455 ktoe และ 3,840 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ คิดเป็น 7.6 และ 9.2% พลังงานที่คาดว่าจะใช้ในภาคขนส่งในปีดังกล่าว (หมายเหตุ : ขณะนี้ ปตท. อยู่ในระหว่างการพิจารณาปรับลดเป้าหมายของ NGV เหลือประมาณครึ่งหนึ่งของที่ตั้งไว้เดิม)*

9. *ทางเลือกการประหยัดพลังงานที่มีศักยภาพและลำดับความสำคัญสูงสุดคือ การจัดการ (Energy management) ทั้งในภาคอาคาร อุตสาหกรรม และขนส่ง(Travel Demand Management) ถัดมาคือ การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้/เครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงในอาคารบ้านพักอาศัย อุตสาหกรรม รวมทั้งการใช้ยานยนต์ที่มี Fuel economy สูงซึ่งล้วนแล้วแต่ต้องอาศัย Demand Side Management ในการส่งเสริมให้มีการดำเนินการ*

3.1 คำนำ

การประเมินศักยภาพการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคเศรษฐกิจ (Sector) ต่างๆ ได้แก่ ภาคขนส่ง อาคารพาณิชย์ บ้านพักอาศัย และอุตสาหกรรม รวมทั้งการผลิตไฟฟ้าร่วมกับความร้อน (CHP หรือ cogeneration) สำหรับอาคารและอุตสาหกรรม อาศัยการวิเคราะห์แบบ “End-use approach” เป็นหลัก กล่าวคือคณะผู้วิจัยได้ศึกษารูปแบบการใช้พลังงานหรือ Energy consumption pattern ของแต่ละภาคในปีฐานแล้วใช้แบบจำลองคาดคะเนการใช้พลังงานในปีต่าง ๆ ภายใต้กรณีฐานหรือ Scenario ปกติ (Business as usual หรือ BAU) (ซึ่งเป็นไปตามอัตราการเพิ่มการใช้พลังงานที่ควบคู่กับอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจและการเพิ่มขึ้นของประชากร) กับกรณีที่มีการใช้มาตรการประหยัดพลังงาน เช่น การใช้อุปกรณ์/เครื่องจักรที่มีประสิทธิภาพหรือใช้มาตรการที่ประหยัดพลังงาน (Energy efficient scenario) ผลต่างของการใช้พลังงานภายใต้กรณีทั้งสองดังกล่าว คือ พลังงานที่ประหยัดได้ในแต่ละปี ข้อมูลพื้นฐานเพื่อการคำนวณดังกล่าวไม่ว่าจะเป็นข้อมูลด้านการใช้พลังงาน หรือข้อมูลด้านประสิทธิภาพที่อาจเพิ่มขึ้น บางส่วนเป็นข้อมูลปฐมภูมิที่คณะผู้วิจัยได้ลงพื้นที่สำรวจ แต่ข้อมูลส่วนใหญ่เป็นข้อมูลทุติยภูมิที่ได้มีการเก็บรวบรวมไว้แล้วโดยหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งคือ สนพ. และ พพ. แต่ก็มีบางส่วนที่ยังมิได้มีการเก็บรวบรวมโดยหน่วยงานใด ๆ (หรือยังไม่เคยมีการดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานนั้นๆ มาก่อนในประเทศไทย) จึงต้องมีการประมาณการตามดุลยพินิจของคณะผู้วิจัย โดยอาศัยความเห็นของผู้เชี่ยวชาญภายในประเทศ หรือประสบการณ์จากต่างประเทศ แล้วปรับให้เข้ากับบริบทของประเทศไทยตามความเหมาะสม ข้อมูลและสมมติฐานที่สำคัญที่ใช้ในการคำนวณปรากฏดังตารางที่ 3.1-1

ตารางที่ 3.1-1 ข้อมูลและสมมติฐานที่สำคัญ

ข้อมูลและสมมติฐานที่สำคัญ			
รายการ	**2548**	**2549-2554**	**2554-2559**
(1) อัตราการขยายตัวของประชากรต่อปี	1.1%[1]	0.7%	0.5%
(2) อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจต่อปี	4.5%[2]	5.5%[2]	5.5%[2]
(3) อัตราการขยายตัวปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อปี	7.2%[3]	6.5%[3]	5.5%
(4) การใช้พลังงาน toe/capita เฉลี่ยต่อปี	1.0[4]	1.2	1.6
(5) อัตราการเพิ่มการใช้พลังงาน/อัตราการเพิ่ม GDP	1.2:1[4]	1.2:1[5]	1:1[6]

[1] ข้อมูลจากสำนักงานสถิติแห่งชาติ (พ.ศ.2549)

[2]ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (พ.ศ.2549)

[3]แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้า กฟผ. (พ.ศ.2549) , [4]ข้อมูลปี 2547 ของพพ.

[5]ข้อมูลจากการคาดการณ์ของคณะผู้วิจัย, [6]เป้าหมายของประเทศ

3.2 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคการขนส่ง

ภาคขนส่งมีสัดส่วนการใช้พลังงานสูงเป็นอันดับหนึ่งของประเทศ หรือประมาณ 38% ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมด โดยมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในกลุ่มการขนส่งทางบก ทางน้ำ และทางอากาศเท่ากับ 78.4% 6.5% และ 15.1% ตามลำดับ ซึ่งในส่วนของการขนส่งทางบกนั้นแบ่งเป็นการขนส่งทางถนน 78% และระบบราง 0.4% (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2547) ดังนั้นการประเมินศักยภาพการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในการขนส่งจึงมุ่งเน้นที่ภาคการขนส่งทางถนนเป็นอันดับแรก เนื่องจากมีสัดส่วนการใช้พลังงานสูงสุด

แนวทางในการอนุรักษ์พลังงานในภาคขนส่งมีหลากหลายแนวทาง เช่น การวางผังเมืองที่เหมาะสมเพื่อช่วยลดปริมาณการเดินทาง การส่งเสริมการใช้ระบบขนส่งสาธารณะ การใช้เชื้อเพลิงทดแทน การส่งเสริมการใช้รถยนต์ที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานสูง การกำหนดราคาเชื้อเพลิงให้สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริง (ต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมและอัตราการใช้พลังงาน) และการบริหารจัดการระบบขนส่งจราจรและการจัดการอุปสงค์การเดินทาง (Travel demand management, TDM) เป็นต้น

นอกจากนี้การลดการใช้พลังงานในภาคขนส่งทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ หากมีการปรับโครงสร้างระบบขนส่งด้วยการใช้ระบบขนส่งมวลชนที่มีประสิทธิภาพใหมากขึ้นตลอดจนปรับเปลี่ยนไปใช้การขนส่งที่ใช้พลังงานน้อยลง เช่น ทางรางและทางน้ำให้มากขึ้น

ในการศึกษานี้ คณะผู้วิจัยได้พัฒนาแบบจำลองเพื่อคาดคะเนปริมาณความต้องการใช้เชื้อเพลิงในภาคการขนส่งทางถนนเพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานและการทดแทนน้ำมันในกรณีที่มีการดำเนินมาตรการต่างๆ โดยคณะวิจัยพิจารณาเสนอมาตรการที่มีความเป็นไปได้ในการนำไปปฏิบัติในระยะเวลา 5-10 ปี ซึ่งได้แก่มาตรการดังต่อไปนี้ (1) การบังคับใช้มาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (2) มาตรการทางภาษี (3) การจัดการอุปสงค์การเดินทาง (Travel Demand Management - TDM) (4) การส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด (hybrid) และ (5) การส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ NGV (ส่วนศักยภาพการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพทดแทนน้ำมันได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 2) **ทั้งนี้คณะผู้วิจัยยังมิได้ประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานของการปรับโครงสร้างระบบขนส่ง เนื่องจากมีความซับซ้อนและเป็นมาตรการในระยะยาว**

3.2.1 การบังคับใช้มาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง

จากประสบการณ์ต่างประเทศพบว่า การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการเลือกซื้อรถยนต์ และการใช้มาตรการทางการตลาดเพื่อให้ผู้บริโภคเลือกซื้อเฉพาะรถที่มีประสิทธิภาพสูงเป็นปัจจัยที่สำคัญที่ขับเคลื่อนให้บริษัทผู้ผลิตรถยนต์ยี่ห้อต่างๆ มีการพัฒนารถยนต์เพื่อลดความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจะนำไปสู่การประหยัดเชื้อเพลิงอย่างมาก ทั้งนี้มาตรการหรือเครื่องมือเชิงนโยบายที่จะนำไปสู่ภาวะดังกล่าวได้อย่างมีประสิทธิผลมีหลายมาตรการแต่ในการศึกษานี้ได้เลือกพิจารณามาตรการที่สมควรจะมีการดำเนินการในประเทศไทยดังนี้ (1) มาตรการติดฉลาก (Car

labeling) และ (2) การบังคับใช้มาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานยนต์ขั้นต่ำ (Minimum fuel economy standard)

3.2.1.1 ศักยภาพการประหยัดพลังงานด้วยมาตรการติดฉลาก

การบังคับให้จำหน่ายรถยนต์ติดฉลากแสดงความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (ลิตรต่อกิโลเมตร) เป็นมาตรการส่งเสริมให้มีการใช้รถยนต์ใหม่ที่สิ้นเปลืองเชื้อเพลิงน้อยและปล่อยมลพิษต่ำ ช่วยให้ผู้บริโภคสามารถเปรียบเทียบและเลือกใช้รถยนต์ที่มีประสิทธิภาพสูงได้ ซึ่งมาตรการนี้ได้มีการดำเนินการในต่างประเทศแล้ว โดยเฉพาะประเทศที่เป็นผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่ของโลก เช่น สหรัฐอเมริกา กลุ่มประเทศยุโรป และเกาหลีใต้ เป็นต้น

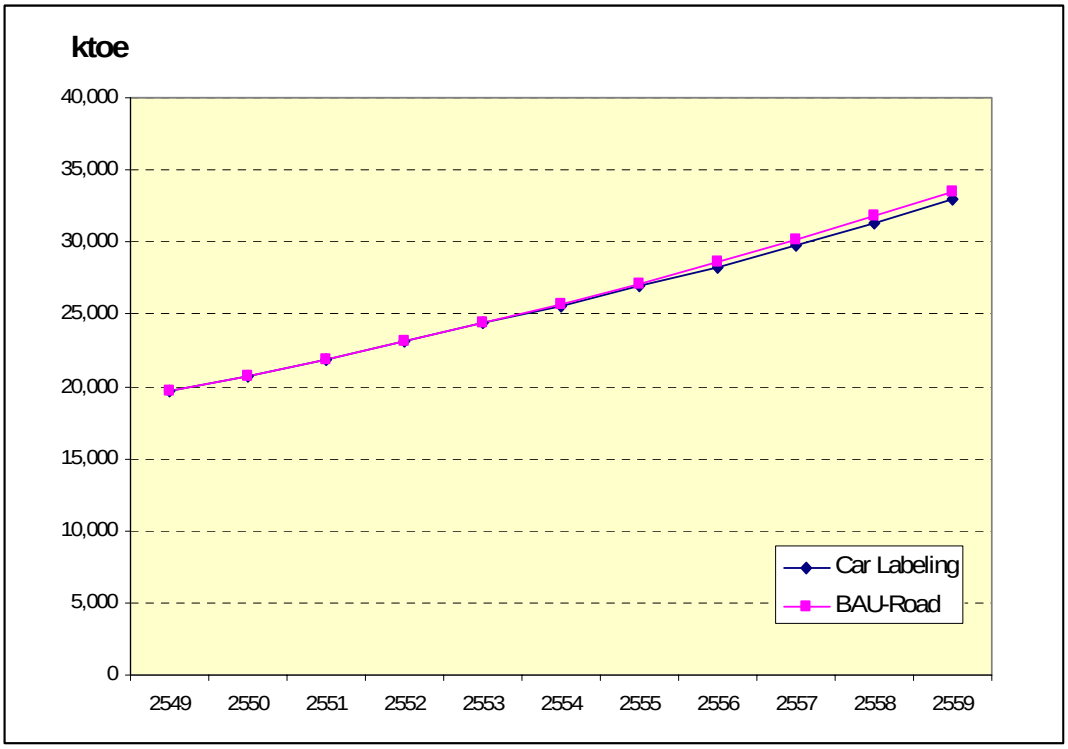
ในการประเมินศักยภาพการประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิงดังกล่าว คณะผู้วิจัยได้ใช้ข้อมูลฉลากแสดงความสิ้นเปลื้องของเชื้อเพลิงเฉลี่ยของยานยนต์ที่จำหน่ายในประเทศสหรัฐอเมริกาในปี 2548 ที่มีขนาดใกล้เคียงกับรถยนต์ที่จำหน่ายในประเทศไทย แต่การเตรียมการ (โดยเฉพาะการจัดทำมาตรฐานและข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง) ต้องใช้เวลาค่อนข้างมาก คณะผู้วิจัยจึงตั้งสมมติฐานว่า การกำหนดมาตรฐานฉลากแสดงความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงสำหรับยานพาหนะสองประเภท ได้แก่ รถยนต์นั่งส่วนบุคคล (Sedan) และรถยนต์บรรทุกส่วนบุคคล (Pick Up) ทั้งเครื่องยนต์เบนซินและเครื่องยนต์ดีเซล จะเริ่มส่งผลให้มีการประหยัดพลังงานอย่างเป็นรูปธรรมได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นไป อย่างไรก็ตาม โดยข้อเท็จจริงการติดฉลากแบบสมัครใจของผู้ผลิตรถยนต์มีแนวโน้มว่าจะเกิดขึ้นก่อนปีดังกล่าว

หากมีการใช้มาตรการดังกล่าวและผู้บริโภคเลือกใช้ยานพาหนะที่มีค่าความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงในระดับปานกลาง (ระดับ 5 จากทั้งหมด 10 ระดับ) ผลการประเมินโดยใช้แบบจำลองดังกล่าวข้างต้น (ภาคผนวก) พบว่าสามารถลดปริมาณการใช้พลังงานได้ประมาณ 89 ktoe และ 601 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ หรือคิดเป็น 0.35% และ 2.33% ของปริมาณการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนน ดังตารางที่ 3.2-1 และรูปที่ 3.2-1

ตารางที่ 3.2-1 ศักยภาพการลดการใช้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลหากมีการใช้มาตรการฉลากแสดงอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดเชื้อเพลิง				
		(ล้านลิตร/ปี)		(ktoe/ปี)		รวม
		น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	
2549	19,686	-	-	-	-	-
2550	20,763	-	-	-	-	-
2551	21,899	-	-	-	-	-

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดเชื้อเพลิง				
		(ล้านลิตร/ปี)		(ktoe/ปี)		รวม
		น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	
2552	23,097	-	-	-	-	-
2553	24,361	-	-	-	-	-
2554	25,694	54.4	55.6	40.5	47.9	88.5
2555	27,100	113.5	111.8	84.6	96.4	181.0
2556	28,582	177.9	168.6	132.6	145.3	277.9
2557	30,146	248.3	225.9	185.0	194.8	379.7
2558	31,795	325.2	284.0	242.3	244.9	487.1
2559	33,535	409.7	342.7	305.2	295.4	600.6



รูปที่ 3.2-1 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้พลังงานในการขนส่งทางถนนในสภาวะปกติกับเมื่อมีการใช้มาตรการฉลากแสดงความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง

3.2.1.2 ศักยภาพการประหยัดพลังงานด้วยมาตรการบังคับมาตรฐานขั้นต่ำ

ประเทศที่เป็นผู้นำด้านอุตสาหกรรมผลิตรถยนต์ดังเช่น สหรัฐอเมริกา กลุ่มประเทศยุโรป และประเทศญี่ปุ่น ได้มีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Fuel Economy) ของยานยนต์ที่ผลิตและจำหน่ายในปีต่าง ๆ โดยมีการประกาศล่วงหน้า เพื่อให้บริษัทผู้ผลิตรถยนต์และผู้ผลิตชิ้นส่วนรถยนต์มีโอกาสเตรียมการเพื่อปรับปรุงสายการผลิต ซึ่งใน

ปัจจุบันมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำของสหรัฐอเมริกามีค่าใกล้เคียงกับค่าความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงเฉลี่ยของประเทศไทย และล่าสุดประเทศญี่ปุ่นได้ประกาศมาตรฐานขั้นต่ำของอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ของรถยนต์ที่จะจำหน่ายในปี 2553 (ค.ศ. 2010) ไว้ดังตารางที่ 3.2-2 จากประสบการณ์ของต่างประเทศดังกล่าว คาดว่ามาตรการบังคับใช้มาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์ขั้นต่ำที่จัดจำหน่ายในประเทศจะสามารถเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่งได้อีกทางหนึ่ง

ตารางที่ 3.2-2 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำของรถยนต์นั่งส่วนบุคคลของประเทศญี่ปุ่น ในปี 2553

ประเภทรถ	อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำ (กิโลเมตร/ลิตร)		
	เบนซิน	ดีเซล	LPG
รถยนต์ที่มีน้ำหนักต่ำกว่า 703 กก.	21.2	18.9	15.9
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 703 ถึง 828 กก.	18.8	18.9	14.1
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 828 ถึง 1,016 กก.	17.9	18.9	13.5
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 1,016 ถึง 1,266 กก.	16.0	16.2	12.0
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 1,266 ถึง 1,516 กก.	13.0	13.2	9.8
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 1,516 ถึง 1,766 กก.	10.5	11.9	7.9
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 1,766 ถึง 2,016 กก.	8.9	10.8	6.7
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 2,016 ถึง 2,266 กก.	7.8	9.8	5.9
รถยนต์ที่มีน้ำหนักตั้งแต่ 2,266 กก. ขึ้นไป	6.4	8.7	4.8

ที่มา: Energy Conservation Center, Japan

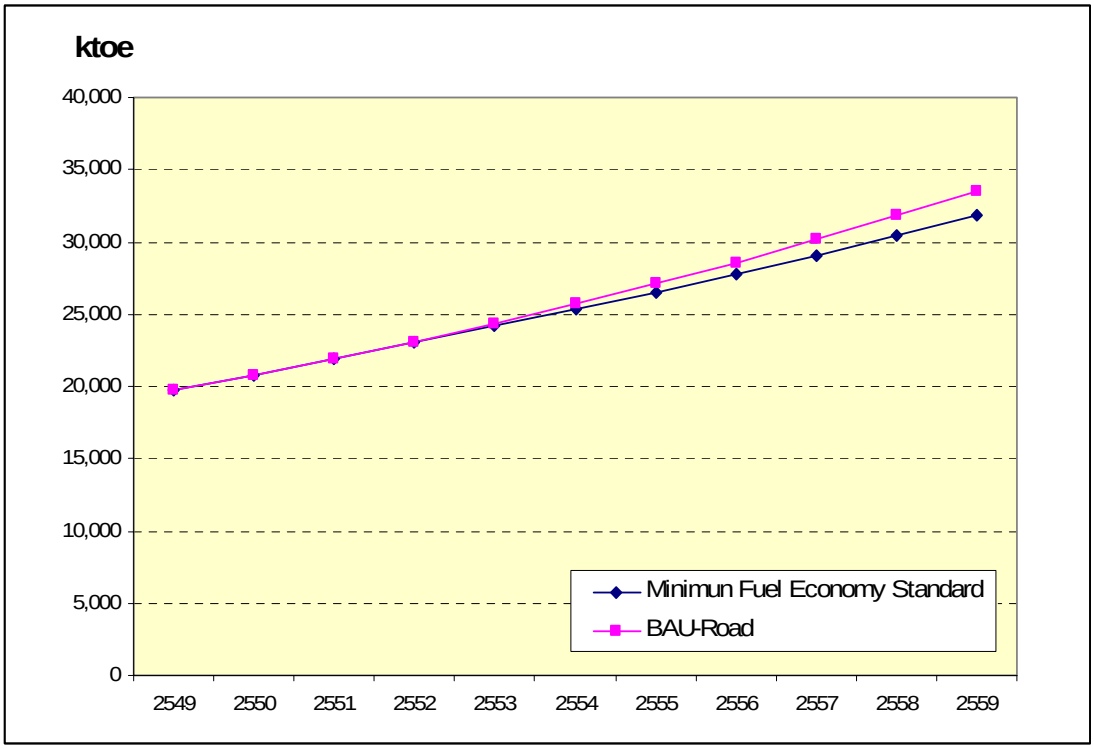
หมายเหตุ: รถยนต์เชื้อเพลิงดีเซล กำหนดเป้าหมายในปี 2005

รถยนต์เชื้อเพลิงเบนซินและ LPG กำหนดเป้าหมายในปี 2010

ในการศึกษานี้ คณะผู้วิจัยได้ตั้งสมมติฐานให้มีมาตรการกำหนดมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์นั่งส่วนบุคคล (Sedan) และรถยนต์บรรทุกส่วนบุคคลขนาดไม่เกิน 1 ตัน (Pickup) ที่จำหน่ายหลังจากปี 2553 มีอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงเฉลี่ยไม่ต่ำกว่า 16.43 กม.ต่อลิตร (น้ำมันเบนซิน) และ 13.95 กม.ต่อลิตร (น้ำมันดีเซล) ตามลำดับ เมื่อวิเคราะห์จากแบบจำลองพบว่ามาตรการดังกล่าวมีศักยภาพในการลดการใช้พลังงานในภาคขนส่งได้ 380 ktoe ในปี 2554 และ 1,630 ktoe ในปี 2559 หรือคิดเป็น 1.48% และ 4.86% ของการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนน ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 3.2 – 3 และรูปที่ 3.2 – 2

ตารางที่ 3.2-3 ศักยภาพการประหยัดพลังงานหากมีการใช้มาตรการบังคับมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำ

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)
2549	19,686	0
2550	20,763	0
2551	21,899	0
2552	23,097	0
2553	24,361	172
2554	25,694	380
2555	27,100	604
2556	28,582	842
2557	30,146	1,094
2558	31,795	1,357
2559	33,535	1,630



รูปที่ 3.2-2 การเปรียบเทียบปริมาณการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนนในสภาวะปกติกับเมื่อมีการใช้มาตรการบังคับมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำ

3.2.2 มาตรการทางภาษี

มาตรการทางภาษีเป็นเครื่องมือเชิงนโยบายที่สำคัญในการจูงใจให้ผู้บริโภคตระหนักถึงความจำเป็นในการประหยัดพลังงานในการขนส่ง ในที่นี้ได้พิจารณา 2 มาตรการ คือ (1) มาตรการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์กับระยะทางที่ใช้และ (2) มาตรการเพิ่มภาษีเชื้อเพลิง

3.2.2.1 มาตรการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์กับระยะทางที่ใช้ (Distance-based emission fees)

มาตรการนี้เป็นมาตรการลงโทษผู้ใช้รถยนต์ที่มีอายุการใช้งานมาก ใช้รถยนต์ที่ไม่มีอุปกรณ์ดักจับมลพิษ และใช้รถยนต์เป็นระยะทางมาก ด้วยการเก็บค่าธรรมเนียมรายปีที่สูงกว่าผู้ใช้รถยนต์ที่มีอายุการใช้งานน้อย มีอุปกรณ์ดักจับมลพิษและใช้ระยะทางน้อยกว่า มาตรการนี้จะส่งผลให้ผู้เดินทางลดการเดินทางโดยรถยนต์ของตนเอง โดยเฉพาะรถที่มีอายุการใช้งานมาก ซึ่งนอกจากจะเป็นการประหยัดพลังงานแล้วยังเป็นการลดการปลดปล่อยมลพิษด้วย การศึกษาของสถาบัน Victoria Transport Policy Institute (2005) ในเรื่อง “Energy conservation and emission reduction strategies” พบว่าการใช้มาตรการนี้จะทำให้ลดระยะทางในการเดินทางลง 2 % ลดการปล่อยมลพิษ 20 % และสามารถประหยัดพลังงานได้ 7 %

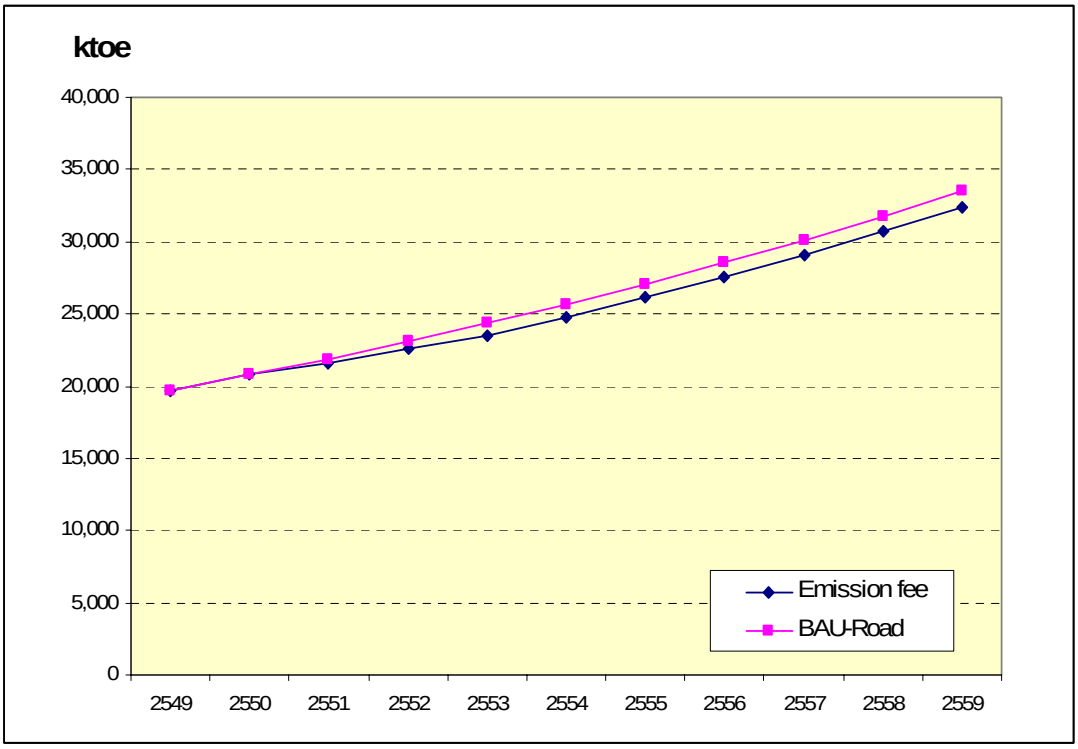
เนื่องจากประเทศไทยยังไม่ได้มีการศึกษาผลกระทบในการประหยัดพลังงานด้วยมาตรการดังกล่าว คณะผู้วิจัยจึงได้ตั้งสมมติฐานว่าอัตราการประหยัดพลังงานในกรณีของประเทศไทยจะ เป็นครึ่งหนึ่งของประสบการณ์ของงานศึกษาดังกล่าวหรือ 3.5% อย่างไรก็ตามในการดำเนินมาตรการนี้ต้องมีข้อกฎหมายรองรับซึ่งต้องใช้เวลาและในระยะแรกการดำเนินการอาจไม่ได้ผลเต็มที่จึงกำหนดให้มาตรการนี้เริ่มมีผลบังคับใช้ในปี 2551 โดยที่อัตราการประหยัดพลังงานเป็นดังนี้

- ปี 2551 1.17% (1/3 ของ 3.5%)
- ปี 2552 2.33% (2/3 ของ 3.5%)
- ปี 2553 – 2559 3.5%

ผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในปี 2549-2559 โดยการเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ (Business-as-usual) แสดงในตารางที่ 3.2-4 และรูปที่ 3.2-3 ทั้งนี้เฉพาะในปี 2554 และ 2559 จะสามารถประหยัดพลังงานได้ 899 และ 1,174 ktoe ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2-4 ศักยภาพการประหยัดพลังงานหากมีการใช้มาตรการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์กับระยะทางที่ใช้

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)
2549	19,686	0
2550	20,763	0
2551	21,899	256
2552	23,097	515
2553	24,361	853
2554	25,694	899
2555	27,100	948
2556	28,582	1,000
2557	30,146	1,055
2558	31,795	1,113
2559	33,535	1,174



รูปที่ 3.2-3 การใช้พลังงานในการขนส่งเมื่อมีการใช้มาตรการการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์กับระยะทางที่ใช้เปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ

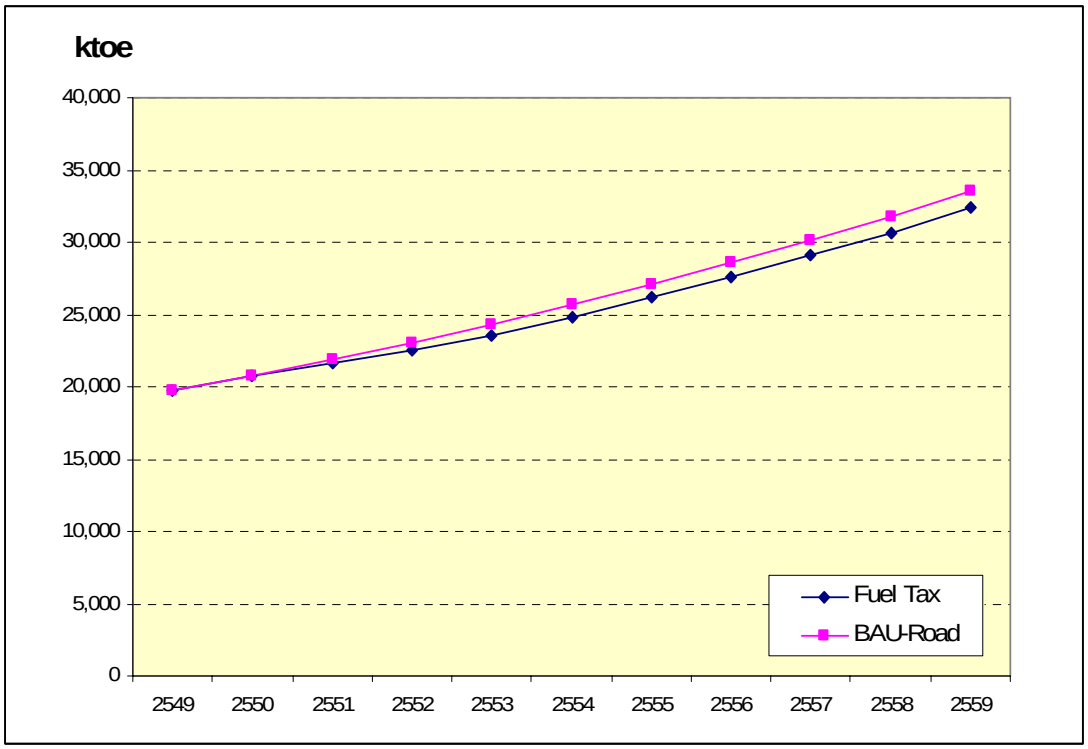
3.2.2.2 มาตรการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel tax)

จากประสบการณ์ในต่างประเทศ มาตรการนี้มีประสิทธิภาพในการลดการใช้พลังงานมาก เพราะจะทำให้ลดการใช้รถยนต์และโน้มน้าวให้ผู้ใช้รถยนต์หันมาใช้รถที่ประหยัดเชื้อเพลิงมากขึ้น รายงานผลการศึกษาของ Victoria Transport Policy Institute (2005) โดยกรณีศึกษาของประเทศสหรัฐอเมริกา เรื่อง “Energy conservation and emission reduction strategies” ระบุว่าการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิง 10% สามารถลดการใช้เชื้อเพลิงลง 3% ภายในระยะเวลาหนึ่งปี และภายในระยะยาว (5 ถึง10 ปี) สามารถลดลงได้ถึง 7% โดยที่ในระยะยาวนั้นประมาณ 2.3% เป็นผลมาจากการลดการใช้รถยนต์ และ 4.7% เป็นผลจากการเปลี่ยนไปใช้รถที่ประหยัดเชื้อเพลิง

เนื่องจากสภาพแวดล้อมของไทยที่แตกต่างจากต่างประเทศดังกล่าวมาแล้ว ในการศึกษานี้ จึงพิจารณาใช้ค่าต่ำสุดของผลดังกล่าว แต่เมื่อพิจารณาจากสถานการณ์ปัจจุบันซึ่งราคาน้ำมันผันผวนเป็นอย่างมาก มาตรการนี้จึงควรนำมาประยุกต์ใช้หลังจากที่ราคาน้ำมันเข้าสู่ภาวะคงตัว ซึ่งในที่นี้สมมติว่าภาวะดังกล่าวจะเกิดขึ้นในอีกสองปีข้างหน้า อันเนื่องมาจากการขยายโรงกลั่นและการผลิตน้ำมันทั่วโลก ดังนั้นศักยภาพการประหยัดพลังงานที่คาดหมายจึงเป็นดังนี้ 1 % ในปี 2551 2 % ในปี 2552 และ 3 % ต่อปีตั้งแต่ปี 2553 ถึง 2559 ผลการประเมินแสดงในตารางที่ 3.2-5 และรูปที่ 3.2-4 ผลการประหยัดพลังงานเฉพาะในปี 2554 และ 2559 คือ 771 และ 1,006 ktoe ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2-5 การประหยัดพลังงานในกรณีที่ใช้มาตรการการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิง

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)
2549	19,686	0
2550	20,763	0
2551	21,899	219
2552	23,097	462
2553	24,361	731
2554	25,694	771
2555	27,100	813
2556	28,582	857
2557	30,146	904
2558	31,795	954
2559	33,535	1,006



รูปที่ 3.2-4 การใช้พลังงานในการขนส่งเมื่อมีการใช้มาตรการการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิงเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ

3.2.3 มาตรการการจัดการอุปสงค์ของการขนส่ง (Travel Demand Management หรือ TDM)

มาตรการนี้เป็นการรวมมาตรการต่าง ๆ ที่มีจุดประสงค์เพื่อลดปริมาณการเดินทางโดยรถส่วนบุคคลและส่งเสริมการใช้ระบบขนส่งสาธารณะ จากประสบการณ์ของประเทศในยุโรปตะวันตก และการศึกษาของ IEA (2005) ในรายงานเรื่อง “Saving Oil in Hurry” พบว่าศักยภาพการประหยัดพลังงานของมาตรการที่จำเป็นมีดังนี้

- การใช้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (Telecommuting) มาสนับสนุนการทำงานซึ่งจะช่วยลดเที่ยวการเดินทางที่ไม่จำเป็นลงได้ จากประสบการณ์ของประเทศในยุโรปตะวันตก พบว่าจะประหยัดน้ำมันได้ประมาณ 1.8 – 4.4%
- การห้ามใช้รถในระบบป้ายทะเบียนเลขคู่/คี่ 1 วันใน 10 วัน ทำให้ลดปริมาณการใช้รถยนต์ลงได้ และจากประสบการณ์ของประเทศในยุโรปตะวันตก พบว่าจะประหยัดน้ำมันได้ประมาณ 0.9 – 5%
- การลดค่าโดยสารของระบบขนส่งสาธารณะลง 50% เพื่อเป็นแรงจูงใจให้มีการใช้ระบบขนส่งสาธารณะเพิ่มขึ้น จากประสบการณ์ของประเทศในยุโรปตะวันตก พบว่าจะช่วยประหยัดน้ำมันได้ประมาณ 0.4 – 3.1%
- การเพิ่มความถี่ของจำนวนรถบริการสาธารณะทั้งในและนอกชั่วโมงเร่งด่วนจะประหยัดน้ำมันได้ประมาณ 0.3 – 3.5%

- การขยายระยะช่องทางและระยะทางเฉพาะสำหรับรถประจำทาง (Bus priority) ให้มีระยะทางมากขึ้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับการเดินทางด้วยรถประจำทาง จะช่วยประหยัดน้ำมันได้ประมาณ 0.06 – 0.38%
- ส่งเสริมการเดินทางในระยะทางสั้น ๆ โดยไม่ใช้เครื่องยนต์ (Non-motorized transport) เช่น การเดิน การใช้จักรยาน เป็นต้น จากการศึกษาของ Victoria Transport Policy Institute (2005) ในเรื่อง "Energy conservation and emission reduction strategies" พบว่าหากผู้ที่ใช้รถยนต์เดินทางในระยะสั้น ๆ เปลี่ยนมาใช้จักรยานหรือการเดินแทนเพียง 1% จะสามารถประหยัดน้ำมันได้ประมาณ 2 – 4%
- การให้ความรู้แก่ผู้ใช้รถเพื่อการขับขี่อย่างประหยัด (Eco-driving) เช่น การควบคุมความเร็วรถ (Speed limit) การออกรถและหยุดรถอย่างนุ่มนวล ฯลฯ พบว่าจะช่วยประหยัดน้ำมันในการขนส่งทางถนนได้ประมาณ 0.7 – 5%

เนื่องจากประเทศไทยยังไม่ได้มีการศึกษาผลกระทบในการประหยัดพลังงานด้วยมาตรการต่าง ๆ ดังกล่าวในบริบทของประเทศไทย คณะผู้วิจัยจึงได้ทำการประเมินศักยภาพของการประหยัดพลังงานเป็นการเบื้องต้น โดยตั้งสมมติฐานว่าอัตราการประหยัดของพลังงานเป็นไปในทำนองเดียวกับประสบการณ์ของต่างประเทศ แต่เนื่องจากสิ่งแวดล้อมที่แตกต่างกันและความตระหนักในความสำคัญของการประหยัดพลังงานของคนไทยยังอยู่ในระดับต่ำกว่า ดังนั้นจึงเลือกพิจารณาเฉพาะศักยภาพขั้นต่ำเท่านั้น ดังตารางที่ 3.2 – 6

ตารางที่ 3.2-6 ศักยภาพการประหยัดพลังงานจากมาตรการประเภทต่างๆ ในภาคขนส่ง

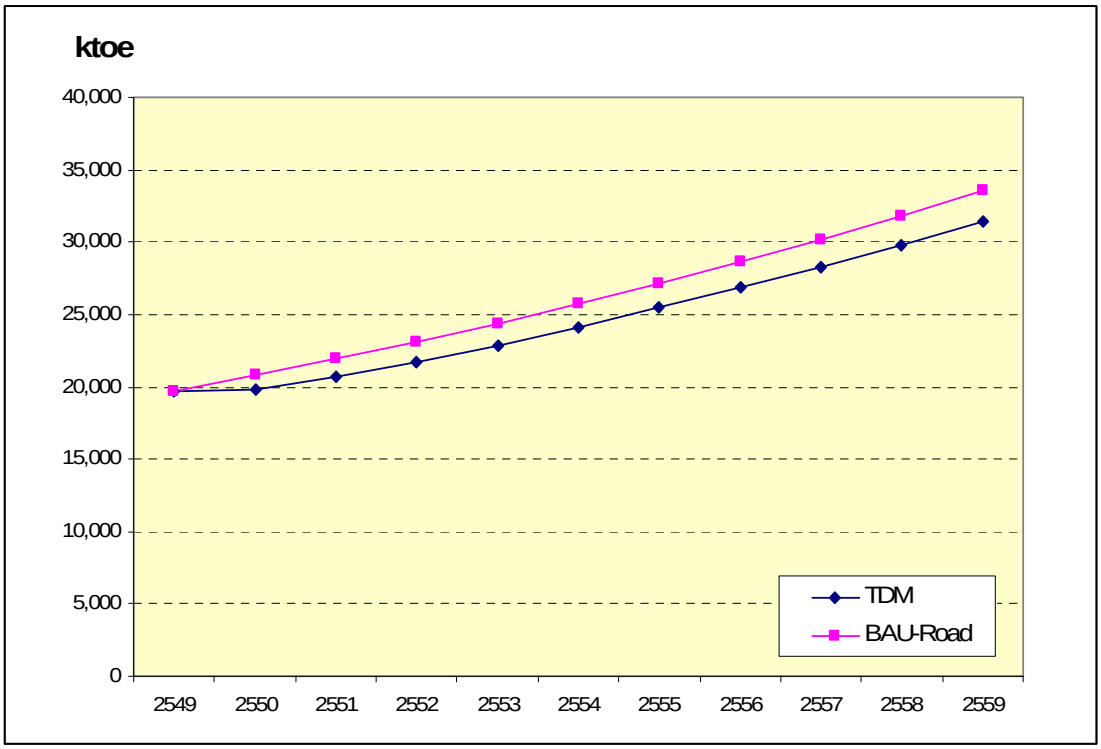
มาตรการ	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน	ช่วงเวลาที่คำนวณ
■ การใช้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศสนับสนุนการทำงาน	1.8 %	ปี 2550 - 2559
■ มาตรการบังคับการใช้รถตามเลขป้ายทะเบียน เช่นในวันหยุดนักขัตฤกษ์	0.9 %	ปี 2550 - 2559
■ การลดราคาค่าโดยสารรถประจำทางสาธารณะลง 50 %	0.13 % 0.27 % 0.4 %	ปี 2550 ปี 2551 ปี 2552 - 2559
■ การเพิ่มความถี่การให้บริการรถประจำทางสาธารณะ	0.1 % 0.2 % 0.3 %	ปี 2550 ปี 2551 ปี 2552 - 2559
■ การขยายช่องทางและเพิ่มระยะทางเฉพาะสำหรับรถประจำทาง	0.02 % 0.04 % 0.06 %	ปี 2550 ปี 2551 ปี 2552 - 2559

มาตรการ	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน	ช่วงเวลาที่คำนวณ
▪ การส่งเสริมการเดินทางโดยไม่ใช้เครื่องยนต์	0.67 % 1.33 % 2 %	ปี 2550 ปี 2551 ปี 2552 – 2559
▪ มาตรการส่งเสริมการขับขี่อย่างประหยัด	0.7 %	ปี 2550 - 2559

เมื่อพิจารณาสภาพการณ์และเงื่อนไขของประเทศไทย พบว่าหากมีการดำเนินการตามมาตรการดังกล่าวทั้งหมด จะมีศักยภาพในการประหยัดพลังงานรวมทั้งหมดประมาณ 5.55% ผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในปี 2549-2559 โดยการเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ (Business-as-usual)เห็นได้ว่า มาตรการนี้สามารถช่วยลดปริมาณการใช้พลังงานในภาคขนส่งได้ 1,583 ktoe ในปี 2554 และ 2,066 ktoe ในปี 2559 ดังแสดงในตารางที่ 3.2 – 7 และรูปที่ 3.2 – 5

ตารางที่ 3.2-7 ศักยภาพการประหยัดพลังงานหากมีการใช้มาตรการด้านการจัดการอุปสงค์การเดินทาง

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)
2549	19,686	0
2550	20,763	897
2551	21,899	1,148
2552	23,097	1,423
2553	24,361	1,501
2554	25,694	1,583
2555	27,100	1,669
2556	28,582	1,761
2557	30,146	1,857
2558	31,795	1,959
2559	33,535	2,066



รูปที่ 3.2-5 ปริมาณการใช้พลังงานในการขนส่งหากมีการใช้มาตรการการการจัดการอุปสงค์การเดินทางเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานในสภาวะปกติ

3.2.4 การส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด (Hybrid)

3.2.4.1 การพัฒนาและสภานภาพของรถยนต์ไฮบริด

ภาคการขนส่งเป็นภาคเศรษฐกิจที่มีปริมาณการใช้พลังงานสูงเป็นอันดับต้น ๆ ในหลายประเทศทั่วโลก และส่วนใหญ่อาศัยระบบขนส่งทางถนนเป็นหลัก ซึ่งมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานต่ำและมีการปล่อยมลพิษในระดับที่สูง ที่ผ่านมาจึงได้มีความพยายามในการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อช่วยลดการใช้น้ำมันปิโตรเลียมและลดมลพิษที่เกิดจากระบบขนส่งทางถนน ไม่ว่าจะเป็นการใช้วัสดุที่ใช้ผลิตรถยนต์ที่มีน้ำหนักน้อยลง การพัฒนาเทคโนโลยีเชื้อเพลิงทดแทน เช่น ก๊าซธรรมชาติอัด แก๊สโซฮอล์ และไบโอดีเซล รวมทั้งเทคโนโลยีก้าวหน้า อย่างเช่น เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาเทคโนโลยีเครื่องยนต์ให้มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น เช่น การพัฒนาระบบเครื่องยนต์เบนซินหรือเครื่องยนต์ดีเซลที่มีอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่ำ ซึ่งปัจจุบันเทคโนโลยีรถยนต์ที่มีอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่ำที่สุดคือ “รถยนต์ลูกผสม” หรือ Hybrid Car

รถยนต์ไฮบริดในปัจจุบันใช้เครื่องยนต์สันดาปภายในร่วมกับระบบมอเตอร์ไฟฟ้า ซึ่งได้พัฒนามาเป็นระยะเวลาหนึ่งแล้ว เช่น ในสหรัฐอเมริกา กลุ่มประเทศยุโรป และประเทศญี่ปุ่น เป็นต้น โดยข้อได้เปรียบที่เห็นได้ชัดเจนคือมีอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษต่ำ

ตัวอย่างของรถยนต์ไฮบริดรุ่นหนึ่งที่มีจำหน่ายในตลาดต่างประเทศขณะนี้ เป็นรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์ขนาด 1.5 ลิตร DOHC กำลังของเครื่องยนต์ 76 แรงม้าที่ 5,000 rpm และมีกำลังจากมอเตอร์ไฟฟ้า ขนาด 67 แรงม้า รวมกำลังเครื่องยนต์ที่ใช้ขับเคลื่อนสุทธิ 143 แรงม้า มีอัตราการใช้เชื้อเพลิงประมาณ 24 กม./ลิตร ซึ่งเมื่อเทียบกับรถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คนทั่วไปที่มีแรงม้าใกล้เคียงกัน พบว่ารถยนต์นั่งส่วนบุคคลแบบธรรมดาที่ใช้เครื่องยนต์ขนาด 1.8 ลิตร DOHC 126 แรงม้าที่ 6,000 rpm มีอัตราความสิ้นเปลืองประมาณ 13 กม./ลิตร รถยนต์ไฮบริดจึงมีความประหยัดกว่ามาก นอกจากนี้ระบบไอเสียของรถยนต์รุ่นนี้ ยังได้มาตรฐาน Advanced Technology Partial Zero Emission Vehicle (AT-PZEV) โดยราคาของรถยนต์ไฮบริดรุ่นนี้เริ่มต้นที่ 21,725 ดอลล่าร์สหรัฐ หรือราว 869,000 บาท ในขณะที่รถยนต์นั่งส่วนบุคคลธรรมดาที่มีกำลังม้าใกล้เคียงกันมีราคาเริ่มต้น 14,105 ดอลล่าร์สหรัฐ หรือราว 564,000 บาท คุณสมบัติต่างๆ ของรถยนต์ทั้งสองรุ่นแสดงในตารางที่ 3.2-8

ตารางที่ 3.2-8 คุณสมบัติของรถยนต์นั่งรุ่นมาตรฐานและรถยนต์ไฮบริดรุ่นหนึ่ง

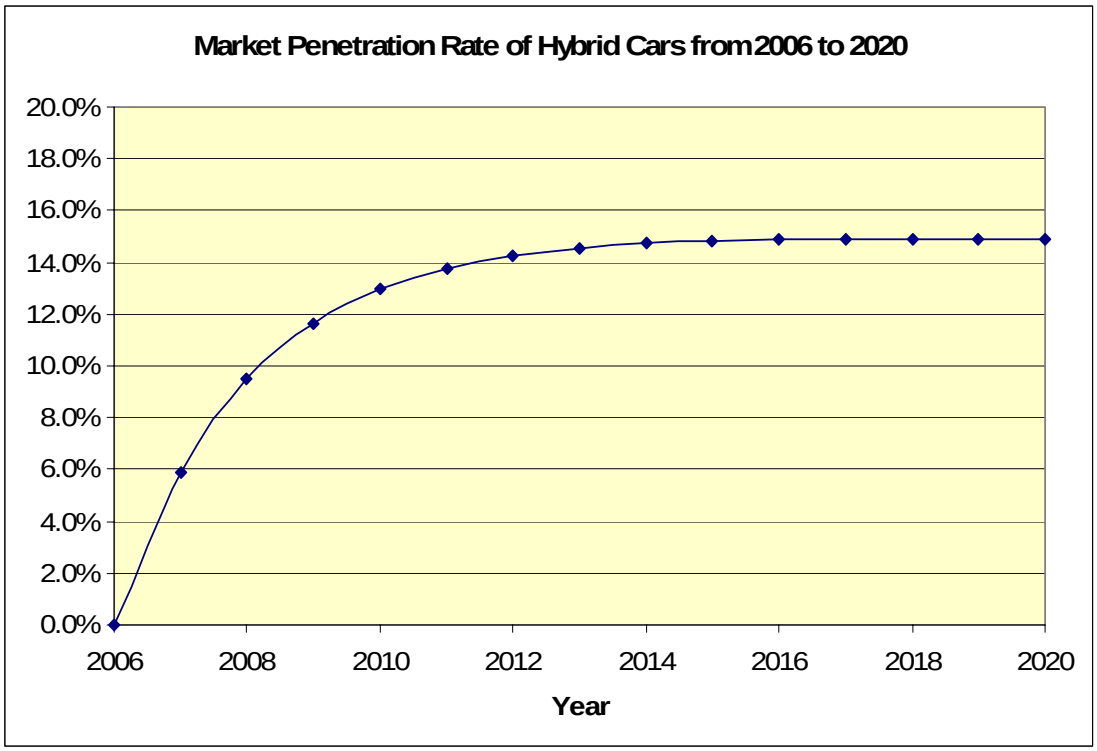
คุณลักษณะเฉพาะ*	รถยนต์นั่งส่วนบุคคลธรรมดา	รถยนต์ไฮบริดรุ่นหนึ่ง
ความจุกระบอกสูบ	1,799	1,499
แรงม้าสูงสุด (แรงม้า)	126 ที่ 6,300 rpm	76 ที่ 5,000 rpm
Electric Motor	ไม่มี	67 แรงม้า
Torque จากเครื่องยนต์ จากมอเตอร์ไฟฟ้า	 122 ft-lb ที่ 4,200 rpm ไม่มี	 82 ft-lb ที่ 4,200 rpm 295 ft-lb ที่ 0 – 1,200 rpm
อัตราการกินน้ำมัน *	32 ไมล์ ต่อแกลลอน (13 km ต่อลิตร)	56 ไมล์ต่อแกลลอน (24 km ต่อลิตร)
มาตรฐานมลพิษของมลรัฐ California	NA	AT-PZEV
การปลดปล่อย CO_2 ในหนึ่งปี (Pound)*	5444	3179
การปลดปล่อย CO ในหนึ่งปี (Pound)*	288	154
การปลดปล่อย NO_x ในหนึ่งปี (Pound)*	11	5
การปลดปล่อย PM ในหนึ่งปี (Pound)*	158	158
การปลดปล่อย HC ในหนึ่งปี (Pound)*	5	4
ราคา	$14,105 (564,000 บาท)	$21,725 (869,000 บาท)

*ข้อมูลจาก http://www.hybridcars.com/calculator/index.php คำนวณจากระยะทาง 15,000 km ใน 1 ปี

3.2.4.2 ศักยภาพในการประหยัดน้ำมันเบนซินจากการใช้รถยนต์ไฮบริด

จากแบบจำลองที่ใช้คำนวณจำนวนรถยนต์นั่งที่จดทะเบียนใหม่ในเขตกรุงเทพฯ ปริมณฑล และจำนวนรถยนต์นั่งที่จดทะเบียนในเขตต่างจังหวัด สามารถนำมาคำนวณอัตราการใช้

เชื้อเพลิง สำหรับรถยนต์นั่งซึ่งปกติใช้น้ำมันเบนซิน โดยสมมติฐานที่ใช้ในแบบจำลองคือมีรถยนต์ไฮบริดออกจำหน่ายในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2550 เป็นต้นไป โดยมีอัตราการเจาะตลาดที่อิ่มตัวของรถยนต์ที่จดทะเบียนใหม่สำหรับรถยนต์ส่วนบุคคลนั่งไม่เกิน 7 คน และรถบรรทุกส่วนบุคคลขนาดไม่เกิน 1 ตัน ณ ปี 2559 เป็น 15% โดยที่อัตราการเจาะตลาดของรถยนต์ไฮบริดเพิ่มขึ้นทุกปีระหว่างปี 2550 – 2559 เป็นดังรูปที่ 3.2-6



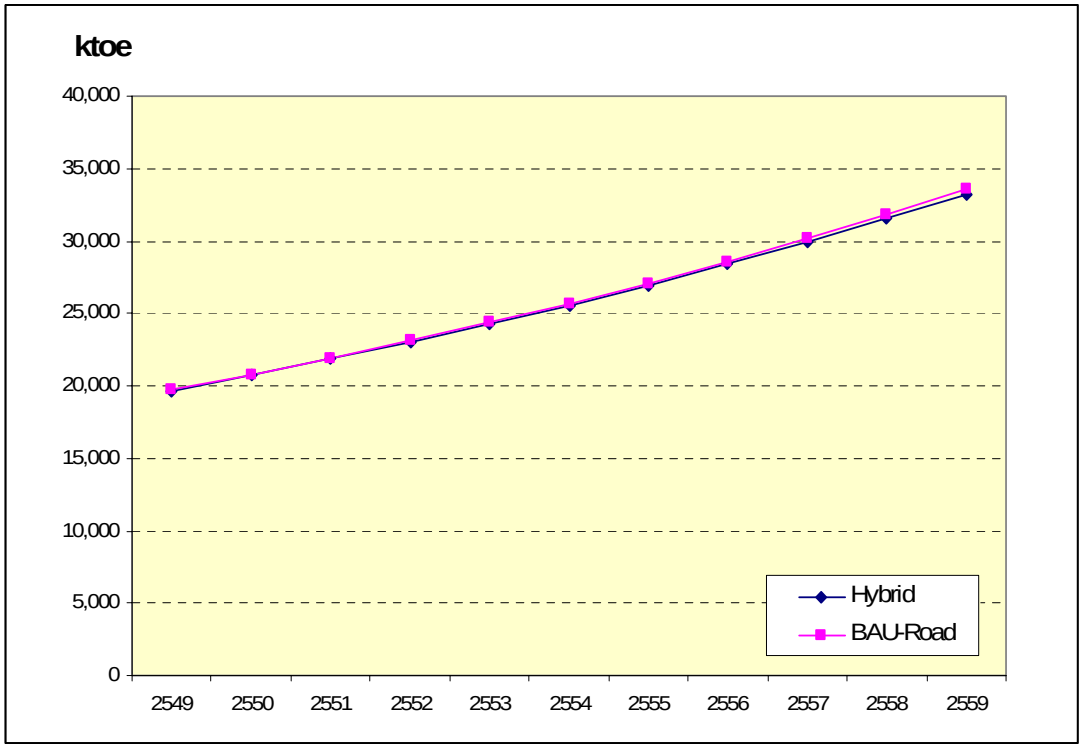
รูปที่ 3.2-6 สัดส่วนจำนวนรถยนต์ไฮบริดใหม่ที่จำหน่ายในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2550-2559

ผลการวิเคราะห์ข้างต้นพบว่าหากมีการจำหน่ายรถยนต์ไฮบริดเป็นไปตามสมมติฐาน ในปี พ.ศ. 2550 จะสามารถลดปริมาณการใช้พลังงานได้ประมาณ 137 ktoe ในปี 2554 และ 322 ktoe ในปี 2559 หรือคิดเป็น 0.53% และ 0.96% ของปริมาณการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนน ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 3.2 – 9 และรูปที่ 3.2 – 7

ตารางที่ 3.2-9 ศักยภาพการประหยัดพลังงานเมื่อมีการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)
2549	19,686	8
2550	20,763	25
2551	21,899	47

ปี	พลังงานที่ใช้ในสภาวะปกติ (ktoe)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)
2552	23,097	73
2553	24,361	103
2554	25,694	137
2555	27,100	172
2556	28,582	207
2557	30,146	245
2558	31,795	283
2559	33,535	322



รูปที่ 3.2-7 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในการขนส่งทางถนนหากมีการใช้รถยนต์ไฮบริด

3.2.4.3 สรุปผลการประเมินศักยภาพรถยนต์ไฮบริด

รถยนต์ไฮบริดเป็นเทคโนโลยีหนึ่งที่จะช่วยลดการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางบก โดยเฉพาะในกลุ่มรถยนต์นั่งส่วนบุคคล และกลุ่มรถบรรทุกส่วนบุคคล ซึ่งเป็นกลุ่มรถยนต์ที่มีจำนวนมากและอัตราการเพิ่มต่อปีสูง และเมื่อเปรียบเทียบอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์ไฮบริดกับรถยนต์นั่งส่วนบุคคลทั่วไปในบางรุ่นที่มีจำหน่ายอยู่ในขณะนี้ พบว่าอัตราความสิ้นเปลืองของรถยนต์ไฮบริดดีกว่า (ประหยัดกว่า) ประมาณสองเท่า นอกจากนั้นด้วยเครื่องยนต์สันดาปภายในที่มีขนาดเล็กกว่าทำให้อัตราการปล่อยมลพิษมีค่าน้อยลงด้วย อย่างไรก็ตามด้วย

เทคโนโลยีที่ยังใหม่และขนาดของตลาดยังไม่กว้างขวางดังเช่นรถยนต์ธรรมดาทั่วไป ทำให้ราคาของรถยนต์ไฮบริด ยังคงสูงกว่ารถยนต์นั่งส่วนบุคคลทั่วไปอยู่ขณะนี้

จากการใช้แบบจำลองเพื่อศึกษาการลดการใช้พลังงานเมื่อมีการส่งเสริมให้มีการจำหน่ายรถยนต์ไฮบริดในประเทศไทยตั้งแต่ปี 2550-2559 พบว่าจะสามารถช่วยลดปริมาณการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนนได้ประมาณ 137 ktoe ในปี พ.ศ. 2554 และประมาณ 322 ktoe ในปี 2559

3.2.5 การใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ NGV

ปัจจุบันรัฐบาลมีแผนส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติอัด (Compressed Natural Gas: CNG) เป็นเชื้อเพลิงทางเลือกใหม่ในภาคขนส่งแทนการใช้น้ำมันเบนซิน ดีเซล และก๊าซหุงต้ม (LPG) เนื่องจากราคาของก๊าซธรรมชาติถูกกว่าเชื้อเพลิงเหล่านี้ อีกทั้งก๊าซธรรมชาติบางส่วนเป็นเชื้อเพลิงที่สามารถหาได้ในประเทศและมีปริมาณมากพอที่จะใช้งานอย่างแพร่หลาย รัฐบาลโดยกระทรวงพลังงานได้ร่วมมือกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ดำเนินโครงการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ โดยมีมาตรการส่งเสริมการดัดแปลงเครื่องยนต์ให้สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติได้ รวมถึงมีการลงทุนสร้างสถานีเติมก๊าซอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตามโครงการดังกล่าวใช้งบประมาณสูงมาก จึงจำเป็นต้องมีการศึกษาถึงความเป็นไปได้ ปัญหาอุปสรรค รวมถึงปัจจัยแห่งความสำเร็จเพื่อให้สามารถกำหนดแผนทั้งระยะสั้นและระยะยาวได้อย่างเหมาะสม

3.2.5.1 ศักยภาพการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงด้วยก๊าซธรรมชาติอัด

ปริมาณการใช้น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และ LPG ในอนาคต ประเมินโดยใช้แบบจำลองความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของยานพาหนะที่จดทะเบียนกับค่า GDP ด้านการขนส่งและจำนวนประชากร (ดังภาคผนวก) โดยการวิเคราะห์ศักยภาพการทดแทนเชื้อเพลิงทั้ง 3 ชนิด ดังกล่าวจะพิจารณาใน 2 กรณี (Scenario) กล่าวคือ กรณีปกติ (BAU) กับกรณีเมื่อมีการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงทั้ง 3 ชนิดดังกล่าวด้วยก๊าซธรรมชาติ (ตามแผนการส่งเสริมของ ปตท.)

ปัจจุบัน ปตท.ได้ร่วมมือกับหลายหน่วยงานจัดทำโครงการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทดแทนในภาคขนส่ง โดยส่งเสริมการดัดแปลงเครื่องยนต์เบนซินให้เป็นรถ NGV โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกลุ่มรถแท็กซี่ เพื่อให้สามารถใช้ทั้งน้ำมันเบนซินและก๊าซธรรมชาติได้ (Bi-fuel) นอกจากนี้ยังมีการดัดแปลงเครื่องยนต์ดีเซลให้เป็นรถ NGV แบบ Diesel Dual Fuel เพื่อทดแทนการใช้น้ำมันดีเซลด้วย ดังแสดงในตารางที่ 3.2-10

ตามแผนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในยานยนต์ ปตท.มีเป้าหมายในการเพิ่มจำนวนรถ NGV จาก 10,000 คันในปี พ.ศ. 2548 ให้เป็น 500,000 คันในปี พ.ศ. 2553 ซึ่งคิดเป็นอัตราการเพิ่มเฉลี่ย 98,000 คันต่อปี เมื่อเปรียบเทียบกับต่างประเทศที่มีการใช้รถ NGV อย่าง

แพร่หลาย อาทิ ประเทศอาร์เจนตินาที่มีจำนวนรถ NGV ประมาณ 1,400,000 คันในปัจจุบัน ใช้เวลาในการดำเนินการถึง 25 ปี คิดเป็นอัตราการเพิ่มเฉลี่ยประมาณ 56,000 คันต่อปี หรือประเทศอิตาลีที่มีจำนวนรถ NGV ในปัจจุบันประมาณ 380,000 คัน มีระยะเวลาในการดำเนินการทั้งสิ้น 20 ปี คิดเป็นอัตราการเพิ่มเฉลี่ยประมาณ 19,000 คันต่อปี ซึ่งจะเห็นได้ว่าเป้าหมายที่ปตท.กำหนดค่อนข้างสูงเมื่อเปรียบเทียบกับทั้งสองประเทศดังกล่าว ในขณะที่ปัจจุบันยังมีปัญหาความไม่พร้อมเรื่องโครงสร้างสถานีจำหน่ายและโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ (ปัจจุบัน ปตท. กำลังพิจารณาปรับลดเป้าหมายเดิมให้เหลือประมาณครึ่งหนึ่ง)

ตารางที่ 3.2-10 เป้าหมายการเพิ่มจำนวนรถยนต์ NGV ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ประเภทรถ	2548	2549	2550	2551	2552	2553
				จำนวนรถสะสม (พันคันต่อปี)		
รถยนต์เบนซิน						
Taxi/รถเก๋ง/ราชการ	9	33.5	79	139	179	219
รถยนต์ดีเซล						
รถจัดเก็บขยะ	-	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5
รถโดยสาร ขสมก.	0.15	1.15	2.15	3.15	4.15	4.5
รถโดยสาร บขส.	0.02	0.52	0.62	0.72	1.12	1.62
รถตู้/ร่วม ขสมก./ราชการ	0.4	4.5	5	5.5	6	6.5
รถกระบะ/ราชการ	0.4	13	58.5	120	165	219
รถหัวลาก/บรรทุก	0.05	20.05	25	31.1	39.1	48.1
รวมรถยนต์ดีเซล	1	39.5	92	161	217	281
จำนวนรถยนต์ (สะสม)	**10**	**73**	**171**	**300**	**396**	**500**

ที่มา: ฝ่ายก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

หมายเหตุ: *อยู่ระหว่างการพิจารณาทบทวน

คณะผู้วิจัยได้ประมาณการเพิ่มจำนวนรถยนต์ NGV ต่อเนื่องไปจนถึงปี 2559 บนพื้นฐานของอัตราการเพิ่มตามแผนของ ปตท. ในปัจจุบัน ซึ่งพบว่าในปี 2554 และ 2559 จะมีรถยนต์ NGV ในประเทศประมาณ 600,000 คัน และ 1,200,000 คัน ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 3.2-11

ตารางที่ 3.2-11 การคาดการณ์จำนวนรถยนต์ NGV ต่อเนื่องจากแผนของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ประเภทรถ	2554	2555	2556	2557	2558	2559
				จำนวนรถสะสม (พันคันต่อปี)		
รถยนต์เบนซิน						

ประเภทรถ	2554	2555	2556	2557	2558	2559
Taxi/รถเก๋ง/ราชการ	256.9	291.6	322.0	348.1	370.0	388.0
รถยนต์ดีเซล						
รถจัดเก็บขยะ	1.78	2.03	2.25	2.42	2.57	2.68
รถโดยสาร ขสมก.	4.60	4.63	4.64	4.65	4.65	4.65
รถโดยสาร บขส.	2.20	2.83	3.47	4.11	4.71	5.26
รถตู้/ร่วม ขสมก./ราชการ	7.00	7.49	7.97	8.43	8.89	9.32
รถกระบะ/ราชการ	281.57	351.80	428.40	509.84	594.45	680.57
รถหัวลาก/บรรทุก	58.00	68.70	80.04	91.86	104.01	116.31
จำนวนรถยนต์ (สะสม)	612.05	729.08	848.77	969.41	1089.28	1206.79

หมายเหตุ: ได้จากการประมาณการของคณะวิจัย

3.2.5.2 ผลการวิเคราะห์ศักยภาพการทดแทนเชื้อเพลิง

เมื่อนำเป้าหมายการเพิ่มจำนวนรถยนต์ NGV ของปตท. ระหว่างปี 2548 – 2553 และจากการคาดการณ์เพิ่มเติมตั้งแต่ปี 2554 – 2559 มาวิเคราะห์ศักยภาพการทดแทนเชื้อเพลิงโดยใช้แบบจำลองปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งทางถนน พบว่า ในปี 2554 สามารถใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนการใช้น้ำมันเบนซิน ดีเซล และ LPG ได้ประมาณ 114 ktoe 424 ktoe และ 468 ktoe ตามลำดับ รวมทั้งหมด 1,380 ktoe หรือคิดเป็น 3.86% ของปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในด้านการขนส่งทางถนนทั้งประเทศ และในปี 2559 การทดแทนการใช้เชื้อเพลิงจะเพิ่มขึ้นเป็น 60 ktoe 1,064 ktoe และ 509 ktoe ตามลำดับ รวมทั้งหมด 1,633 ktoe หรือคิดเป็น 4.75% ของปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในภาคการขนส่งทางถนนทั้งหมด

โดยสรุปการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์สามารถทดแทนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในภาคการขนส่งทางถนน ในปี 2549, 2554 และ 2559 ประมาณ 107, 1,006 , และ 1,633 ktoe ตามลำดับ ส่วนปริมาณความต้องการพลังงานจากก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงรูปแบบเดิมในปี 2549 จะอยู่ที่ประมาณ 151 ktoe เพิ่มขึ้นเป็น 1,308 ktoe และ 2,482 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ดังแสดงในตารางที่ 3.2 – 12

ตารางที่ 3.2-12 ปริมาณการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ ด้วยก๊าซธรรมชาติ

ปี	ศักยภาพการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง (ktoe/ปี)			
	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	LPG	รวม
2549	4	62	41	107
2550	9	111	121	241
2551	55	189	235	479
2552	78	253	313	644

ปี	ศักยภาพการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิง (ktoe/ปี)			
	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	LPG	รวม
2553	99	332	392	824
2554	114	424	468	1,006
2555	122	530	509	1,161
2556	119	644	515	1,278
2557	104	768	511	1,383
2558	75	892	505	1,471
2559	60	1,064	509	1,633

เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศที่ประสบความสำเร็จด้านนโยบาย NGV จะเห็นได้ว่าเป้าหมายของ ปตท.มีโอกาสเป็นไปได้น้อย เพราะปตท.ตั้งเป้าหมายไว้ค่อนข้างสูงในระยะเวลาอันสั้น ดังจะเห็นได้จากการตั้งเป้าหมายที่จะเพิ่มจำนวนรถที่ใช้ก๊าซธรรมชาติมากถึงสองเท่าของประเทศอาร์เจนตินาโดยใช้ระยะเวลาเพียง 6 ปี ในขณะที่ประเทศอาร์เจนตินาใช้เวลานานถึง 25 ปี และที่สำคัญปัจจุบันประเทศไทยยังขาดโครงสร้างพื้นฐานของท่อส่งก๊าซและสถานีเติมก๊าซ อีกทั้งยังคงต้องนำเข้าเทคโนโลยี NGV นอกจากนี้นโยบายของรัฐในการอุดหนุนราคา LPG และคุณภาพของก๊าซที่ยังไม่ได้มาตรฐานทำให้ก๊าซธรรมชาติไม่สามารถแข่งขันได้

นอกจากนั้น ผลการวิเคราะห์ข้างต้นแสดงให้เห็นได้ว่าปริมาณพลังงานที่ต้องการจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีปริมาณมากกว่าพลังงานที่สามารถทดแทนเชื้อเพลิงทั่วไป เนื่องด้วยเครื่องยนต์ที่ดัดแปลงมาใช้ก๊าซธรรมชาติมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานต่ำกว่าเครื่องยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงทั่วไปที่ผลิตจากโรงงาน

3.2.5.3 สรุปผลการศึกษาการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงด้วยก๊าซธรรมชาติ

แผนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในยานยนต์ของ ปตท. ได้ตั้งอัตราการเพิ่มจำนวนรถ NGV ไว้สูงมากเมื่อเทียบกับต่างประเทศ การที่จะดำเนินแผนดังกล่าวให้สำเร็จตามเป้าหมายจะต้องกำหนดมาตรการขจัดอุปสรรคหลักอย่างรีบด่วน อาทิ งบประมาณลงทุนในการสร้างโครงสร้างพื้นฐานที่สูงมาก และราคาก๊าซธรรมชาติยังไม่ต่ำพอเมื่อเทียบกับราคาของเชื้อเพลิง LPG ทำให้ผู้บริโภคนิยมการดัดแปลงรถเพื่อให้เป็นรถที่ใช้ LPG มากกว่า เป็นต้น

อย่างไรก็ตามหากสามารถดำเนินตามแผนการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคการขนส่งของปตท.ได้จริง จะสามารถลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิง

ปิโตรเลียมได้สูงสุดถึงประมาณ 620 ktoe และ 987 ktoe หรือคิดเป็น 2.53% และ 3.13% ของปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมดในภาคขนส่งทางถนน ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ

3.2.6 สรุปผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานและการทดแทนพลังงานในภาคการขนส่งทางถนน

ผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในการขนส่งทางถนนแสดงในตารางที่ 3.2-13 และผลการประเมินศักยภาพการทดแทนพลังงานในการขนส่งทางถนนแสดงในตารางที่ 3.2-14 มาตรการที่มีศักยภาพในการลดการใช้พลังงานได้มากที่สุดคือมาตรการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อยมลพิษที่สัมพันธ์ ซึ่งมีศักยภาพประหยัดพลังงานในปี 2554 และ 2559 เท่ากับ 899 ktoe และ 1,174 ktoe ตามลำดับ รองลงมาคือมาตรการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิงสามารถประหยัดพลังงานได้ 771 ktoe และ 1,006 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ และมาตรการส่งเสริมการใช้รถยนต์ Hybrid และมาตรการติดฉลากแสดงความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงรถยนต์ สำหรับศักยภาพในการทดแทนพลังงานโดยก๊าซธรรมชาติในกรณี NGV ในปี 2554 และ 2559 เท่ากับ 1,006 ktoe และ 1,633 ktoe ตามลำดับ

ส่วนมาตรการการจัดการอุปสงค์การเดินทางที่ดูเหมือนจะเป็นมาตรการที่สามารถประหยัดพลังงานได้สูงนั้นเป็นมาตรการที่ประกอบด้วยมาตรการย่อย 7 มาตรการรวมกันที่จำเป็นต้องดำเนินการพร้อม ๆ กัน โดยการประสานงานกับหน่วยงานจำนวนมากที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจากการประเมินจะสามารถประหยัดได้ 1,583 ktoe และ 2,066 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ

โดยสรุป การประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง (เฉพาะทางถนน) มีศักยภาพรวม 3,858 และ 6,798 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ คิดเป็น 12.0 และ 16.2% ของการใช้พลังงานทั้งหมดในภาคขนส่งในปีดังกล่าว ส่วนมาตรการส่งเสริมการใช้รถยนต์ NGV ตามแผนเดิมของ ปตท. นั้นเป็นมาตรการใช้เชื้อเพลิงทดแทน ซึ่งจากการประเมินด้วยแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นพบว่า มาตรการนี้มีศักยภาพทดแทนการใช้น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และ LPG ในปี 2554 และปี 2559 ได้ประมาณ 1,006 ktoe และ 1,633 ktoe ตามลำดับ คิดเป็น 3.1 และ 3.9% ของพลังงานที่ใช้ในภาคขนส่งในปีดังกล่าว

ตารางที่ 3.2-13 สรุปผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

มาตรการ	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)										
	2549	**2550**	**2551**	**2552**	**2553**	**2554**	**2555**	**2556**	**2557**	**2558**	**2559**
มาตรการติดฉลากแสดงความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงรถยนต์	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	89	181	278	380	487	601
มาตรการบังคับมาตรฐานขั้นต่ำ	N/A	N/A	N/A	N/A	172	380	604	842	1,094	1,357	1,630
มาตรการการเก็บค่าธรรมเนียมการปล่อมลพิษ	N/A	N/A	256	515	853	899	948	1,000	1,055	1,113	1,174
มาตรการการเพิ่มภาษีน้ำมันเชื้อเพลิง	N/A	N/A	219	462	731	771	813	857	904	954	1,006
มาตรการส่งเสริมการใช้รถยนต์ Hybrid	8	25	47	73	103	137	172	207	245	283	322
มาตรการการจัดการอุปสงค์ของการขนส่ง	N/A	897	1,148	1,423	1,501	1,583	1,669	1,761	1,857	1,959	2,066
รวมการประหยัดพลังงาน	**8**	**922**	**1,670**	**2,473**	**3,360**	**3,859**	**4,387**	**4,945**	**5,535**	**6,153**	**6,798**
ปริมาณความต้องการใช้น้ำมันในการขนส่งทางถนนในสภาวะปกติ (BAU)	19,686	20,763	21,899	23,097	24,361	25,694	27,100	28,582	30,146	31,795	33,535
ร้อยละการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนน	**0.04**	**4.44**	**7.63**	**10.71**	**13.79**	**15.02**	**16.19**	**17.30**	**18.36**	**19.35**	**20.27**
ปริมาณความต้องการใช้พลังงานในภาคขนส่งโดยภาพรวม ในสภาวะปกติ (BAU)	24,608	25,954	27,374	28,872	30,451	32,117	33,874	35,728	37,682	39,744	41,919
ร้อยละการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งในภาพรวม	**0.03**	**3.55**	**6.10**	**8.57**	**11.03**	**12.02**	**12.95**	**13.84**	**14.69**	**15.48**	**16.22**

ตารางที่ 3.2-14 สรุปผลการประเมินศักยภาพการทดแทนพลังงานในภาคขนส่ง

มาตรการ	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)										
	2549	**2550**	**2551**	**2552**	**2553**	**2554**	**2555**	**2556**	**2557**	**2558**	**2559**
มาตรการการทดแทนน้ำมันเชื้อเพลิงด้วยก๊าซธรรมชาติ	107	241	479	644	824	1,006	1,161	1,278	1,383	1,471	1,633
ปริมาณความต้องการใช้น้ำมันในการขนส่งทางถนนในสภาวะปกติ (BAU)	19,686	20,763	21,899	23,097	24,361	25,694	27,100	28,582	30,146	31,795	33,535
ร้อยละการทดแทนพลังงานในการขนส่งทางถนน	**0.54**	**1.16**	**2.19**	**2.79**	**3.38**	**3.92**	**4.28**	**4.47**	**4.59**	**4.63**	**4.87**
ปริมาณความต้องการใช้พลังงานในภาคขนส่งโดยภาพรวม ในสภาวะปกติ (BAU)	24,608	25,954	27,374	28,872	30,451	32,117	33,874	35,728	37,682	39,744	41,919
ร้อยละการทดแทนพลังงานในภาคขนส่งในภาพรวม	**0.43**	**0.93**	**1.75**	**2.23**	**2.71**	**3.13**	**3.43**	**3.58**	**3.67**	**3.70**	**3.90**

3.3 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านพักอาศัย

ในปี พ.ศ. 2548 บ้านพักอาศัยมีการใช้พลังงานประมาณ 8,933 ktoe แบ่งเป็นพลังงานความร้อน 6,753 ktoe (75.6%) และพลังงานไฟฟ้า 25,613 GWh (2,180 ktoe) การใช้พลังงานความร้อนส่วนใหญ่เกิดมาจากการใช้เตาหุงต้ม ซึ่งประกอบด้วยเตาฟืน เตาถ่าน และเตา LPG ซึ่งใช้พลังงาน 2,706 2,698 และ 1,303 ktoe ตามลำดับ ส่วนพลังงานไฟฟ้านั้นส่วนใหญ่เกิดจากการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆ ซึ่งรวมทั้งเครื่องปรับอากาศ ดังนั้นการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านพักอาศัยจึงได้พิจารณา (1) กรณีการใช้เตาประสิทธิภาพสูง (2) กรณีการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน และ (3) กรณีการปรับปรุงสมรรถนะของตัวอาคารเพื่อลดภาระการทำความเย็นของเครื่องปรับอากาศ

3.3.1 การใช้เตาประสิทธิภาพสูง

Somporn et. al (2003) ได้คาดคะเนการใช้เตาหุงต้มที่ใช้ไม้ฟืน ถ่าน และ LPG ที่เพิ่มขึ้นตามจำนวนของครัวเรือนใน 10 ปีข้างหน้า รวมถึงศึกษาข้อมูลพลังงานที่ใช้ต่อครัวเรือนต่อปีของเตาแต่ละประเภททั้งเตาที่ใช้อยู่ปัจจุบันและเตาที่มีประสิทธิภาพสูง โดยการศึกษาดังกล่าวระบุว่าเตาฟืน เตาถ่านและเตาก๊าซ LPG มีประสิทธิภาพดีกว่าปกติ 23.0%, 10.6% และ 3.2% ตามลำดับ โดยอาศัยข้อมูลข้างต้น คณะผู้วิจัยจึงได้ประเมินผลการประหยัดพลังงานความร้อนที่ใช้ในการหุงต้มของภาคครัวเรือนทั้งในกรุงเทพฯ เขตเทศบาล และชนบทในภาพรวมทั้งประเทศ ด้วยสมมติฐานดังนี้

สมมติฐานที่ใช้ในการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงาน โดยใช้เตาประหยัดพลังงานในครัวเรือน
1. การใช้พลังงานของเตาแต่ละประเภทใน Base case เป็นไปตามการคาดคะเนโดยใช้แบบจำลองการใช้พลังงานของคณะผู้วิจัย
2. เตาประสิทธิภาพสูงพร้อมเข้าสู่ตลาดตั้งแต่ปี 2549
3. ผู้บริโภคมีการเปลี่ยนเตาเก่าไปใช้เตาใหม่ที่มีประสิทธิภาพปีละ 10% ของจำนวนเตาเก่าที่มีอยู่
4. ผู้บริโภครายใหม่ (ครัวเรือนที่เพิ่มขึ้นใหม่) มีการใช้เตาประสิทธิภาพสูงทั้งหมด

ตารางที่ 3.3-1 การประหยัดกรณีที่มีการใช้เตาประสิทธิภาพสูง

	Unit	2007	2011	2016
Base case				
Wood stove	ktoe	3,438	4,195	5,363
Charcoal stove	ktoe	2,620	3,220	4,190
LPG stove	ktoe	1,596	2,031	2,783
Total thermal energy	**ktoe**	**7,652**	**9,443**	**12,331**
Total energy consumption of sector	**ktoe**	**10,232**	**12,702**	**16,579**
Efficient case				
Wood stove	ktoe	3,379	3,809	4,327
Charcoal stove	ktoe	2,591	3,043	3,736
LPG stove	ktoe	1,580	1,957	2,622
Total thermal energy	**ktoe**	**7,550**	**8,809**	**10,685**
Saving				
Wood stove	ktoe	68	445	1,143
Charcoal stove	ktoe	16	153	416
LPG stove	ktoe	18	36	87
Total thermal energy	**ktoe**	**102**	**634**	**1,646**
Saving as % of total thermal energy	**%**	**1.33%**	**6.71%**	**13.35%**
Saving as % of total energy of sector	**%**	**1.00%**	**5.00%**	**9.93%**

ผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานแสดงดังตารางที่ 3.3 – 1 โดยภาพรวมการใช้เตาประสิทธิภาพสูงจะส่งผลให้มีการประหยัดพลังงานตั้งแต่ปี 2550 (ค.ศ. 2007) ประมาณ 102 ktoe คิดเป็น 1.00% ของความต้องการพลังงานทั้งหมดที่คาดว่าจะต้องใช้ในภาคบ้านพักอาศัย ในปีเป้าหมาย คือ ปี 2554 และ 2559 ปริมาณพลังงานที่จะประหยัดได้จะเพิ่มขึ้นเป็น 634 และ 1,646 ktoe หรือ 5.00 และ 9.93% ของพลังงานที่ใช้ในภาคบ้านพักอาศัย ตามลำดับ ทั้งนี้การใช้เตาฟืนที่มีประสิทธิภาพสูง จะมีศักยภาพในการประหยัดพลังงานมากที่สุด คิดเป็นกว่า 4 และ 3.6 เท่าของการใช้เตาถ่านและเตา LPG ตามลำดับ ในปี 2554 เนื่องจากการใช้เตาฟืนยังเป็นไปอย่างกว้างขวางในเขตชนบท

อนึ่ง ศักยภาพการประหยัดพลังงานดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงหากผู้บริโภคหันมานิยมใช้เตา LPG มากขึ้น เพื่อความสะดวก หรือในทางตรงกันข้ามหากรัฐบาลมีนโยบายลอยตัวราคาก๊าซ LPG อย่างไรก็ตามการประหยัดพลังงานด้วยการใช้เตาประสิทธิภาพสูง จะทำให้มีผลดีทางสิ่งแวดล้อม ทั้งในแง่ของการลดมลพิษทางอากาศและการลดการตัดไม้ทำลายป่า (กรณีเตาฟืนและเตาถ่าน)

โดยสรุป หากสามารถส่งเสริมการใช้เตาหุงต้มประสิทธิภาพสูงทั้ง 3 ประเภทให้ได้ตามการคาดการณ์ข้างต้น จะสามารถประหยัดพลังงานได้ 634 และ 1,646 ktoe ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ คิดเป็น 5.00 และ 9.93% ของการใช้พลังงานทั้งหมดในภาคบ้านพักอาศัยในปีดังกล่าว

3.3.2 การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน

ในปี 2548 ภาคบ้านพักอาศัยมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น 25,613 GWh คิดเป็นร้อยละ 21.1 ของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ทั้งหมดในประเทศ และยังมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ย 5.9% ต่อปี ระหว่างปี 2549-2554 ดังนั้นหากสามารถส่งเสริมให้ภาคครัวเรือนปรับเปลี่ยนมาใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูง จะช่วยประหยัดการใช้พลังงานในภาพรวมของประเทศ

ดังนั้น ทางคณะผู้วิจัยจึงได้ศึกษาการใช้พลังงานไฟฟ้าและข้อมูลจากการศึกษาของ จิรสรณ์ สันติสิริสมบูรณ์ (2544) ตลอดจนการคาดคะเนความต้องการพลังงานไฟฟ้าในบ้านพักอาศัยตั้งแต่ปีพ.ศ. 2543 ถึง 2559 (ค.ศ. 2000 – 2016) และได้พิจารณา กรณีอ้างอิง (Base case) และกรณีการใช้อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน ผลต่างระหว่างทั้งสองกรณี คือ ศักยภาพในการประหยัดพลังงานในปีนั้น ๆ

ในการคาดคะเนความต้องการไฟฟ้าในแต่ละกรณี ทางคณะผู้วิจัยได้ใช้ End-use model โดยอาศัยข้อมูลปริมาณและรูปแบบการใช้ไฟฟ้าจากรายงานโดย พพ. สำนักงานสถิติแห่งชาติ และการสำรวจภาคสนามโดยใช้แบบสอบถามของคณะผู้วิจัย โดยพิจารณาอุปกรณ์หลัก 5 กลุ่ม ซึ่งเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าในลำดับต้นๆ ของภาคบ้านพักอาศัย

ในการศึกษาครั้งนี้ คณะผู้วิจัยได้อาศัยผลการศึกษาดังกล่าวเป็นพื้นฐาน โดยได้ทำการปรับปรุงการคาดคะเนปริมาณการใช้พลังงานในกรณีฐาน (Base case) ตามการคาดการณ์อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจใหม่ และเพิ่มรายการอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าให้ครอบคลุมรายการหลักๆ โดยได้แบ่งอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่มหลัก คือ 1) อุปกรณ์แสงสว่าง 2) อุปกรณ์ให้ความร้อนเช่นเตารีดและหม้อหุงข้าว 3) อุปกรณ์ที่ใช้มอเตอร์ไฟฟ้า 4) อุปกรณ์ทำความเย็นเช่นเครื่องปรับอากาศและตู้เย็น และ 5) อุปกรณ์เครื่องเสียง ทีวี คอมพิวเตอร์ และอื่นๆ รายการอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาและสมมติฐานเกี่ยวกับประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้นแสดงดังตารางที่ 3.3 – 2

ตารางที่ 3.3-2 รายการอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าและสมมติฐานที่ใช้ประเมินศักยภาพ

รายการ/อุปกรณ์	สมมติฐาน
1. Lighting devices	■ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 25% จากการเปลี่ยนหลอด Incandescent เป็น Compact fluorescent สำหรับครัวเรือนที่มีรายได้สูงกว่า 30,000 บาทต่อเดือน ในช่วงปี 2549 – 2554 (มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 8.3 ของครัวเรือนทั้งหมดในปี 2544) และทุกครัวเรือนตั้งแต่ปี 2555 เป็นต้นไป
2. Cooling devices:	■ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 15% ช่วงปี 2549 – 2554 และ 20% ช่วงปี 2555 - 2559

รายการ/อุปกรณ์	สมมติฐาน
refrigerator and air-conditioner	
3. Heating devices: rice cooker, water heater, cooking appliances and electric iron	■ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 10% ด้วยการเพิ่มฉนานกันความร้อนสูญเสียช่วงปี 2549 – 2554 และ 15% ช่วงปี 2555 - 2559
4. Electric Motor: electric fan, water pump, and washing machine	■ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 3% ช่วงปี 2549 – 2554 และ 5% ช่วงปี 2555 – 2559 ด้วยการใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง
5. TV, VDO, and Computer	■ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 10% ช่วงปี 2549 – 2554 และ 15% ช่วงปี 2555 - 2559
6. Others (unclassified)	■ ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 10% ช่วงปี 2549 – 2554 และ 15% ช่วงปี 2555 - 2559

ทั้งนี้รายการอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าดังกล่าวเป็นรายการที่สำนักงาน DSM ได้กำหนดหรือมีแผนจะกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานอยู่แล้วเท่านั้น และในการศึกษาครั้งนี้ได้สมมติให้ครัวเรือนที่เกิดขึ้นใหม่ตั้งแต่ปี 2549 เป็นต้นไป มีการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ประหยัดพลังงานทั้งหมด ส่วนครัวเรือนที่มีอยู่เดิมจะมีการทดแทนอุปกรณ์/เครื่องใช้เก่าด้วยอุปกรณ์/เครื่องใช้ประหยัดพลังงานในอัตรา 10% ต่อปี

ผลการประเมินแสดงดังตารางที่ 3.3 – 3 ในภาพรวมการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้ามีศักยภาพที่จะประหยัดพลังงานไฟฟ้าในปี 2550, 2554 และ 2559 จำนวน 32 ktoe, 176 ktoe และ 541 ktoe คิดเป็น 1.2%, 5.40% และ 12.78% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในครัวเรือนที่คาดว่าจะต้องใช้ในแต่ละปีตามลำดับ

เมื่อเปรียบเทียบศักยภาพการประหยัดพลังงานของแต่ละอุปกรณ์พบว่า1) เครื่องปรับอากาศและตู้เย็น 2) TV, VDO and computers และ 3) อุปรณ์ให้ความร้อน เช่น หม้อหุงข้าวและเตารีด มีศักยภาพประหยัดได้สูงสุด กล่าวคือ สามารถประหยัดพลังงานได้ 1000, 538 และ 267 GWh ตามลำดับ ในปี 2554 เป็นที่น่าสังเกตว่า อุปกรณ์ทีวี คอมพิวเตอร์ และอื่นๆ นั้น มีศักยภาพในการประหยัดสูงกว่าระบบแสงสว่างที่สามารถทำการประหยัดได้ในครัวเรือนที่มีรายได้สูงกว่า 30,000 บาท/เดือนซึ่งมีเพียงร้อยละ8.3 ของครัวเรือนทั้งหมด ส่วนอุปกรณ์จำพวกมอเตอร์ไฟฟ้านั้น การเพิ่มประสิทธิภาพทำได้จำกัด

ตารางที่ 3.3-3 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านพักอาศัยจากการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน

	Unit	2007				2011				2016			
		BAU	Efficient	Saving	%	BAU	Efficient	Saving	%	BAU	Efficient	Saving	%
1. Cooling devices: refrigerator and air-conditioner	GWh	10,639	10,476	163	1.53	13,396	12,396	1,000	7.46	17,454	14,489	2,965	16.99
2. TV, VDO and Computers	GWh	8,715	8,611	104	1.19	10,977	10,439	538	4.90	14,302	12,585	1,717	12.01
3. Heating devices: rice cooker, water heater, cooking appliances and electric iron	GWh	3,022	2,975	47	1.56	3,807	3,540	267	7.01	4,962	4,101	861	17.35
4. Electric Motor: electric fan, water pump, and washing machine	GWh	2,219	2,207	12	0.54	2,793	2,746	47	1.68	3,638	3,475	163	4.48
5. Lighting devices	GWh	887	875	12	1.35	1,117	1,094	23	2.06	1,454	1,396	58	3.99
6. Others (unclassified)	GWh	2,682	2,650	32	1.20	3,376	3,208	168	4.98	4,399	3,872	527	12.0
Total (Electric)	GWh	30,087	29,716	370	1.25	37,886	35,839	2,047	5.40	49,361	44,105	5,256	10.65
	ktoe	2,580	2,549	32	1.2	3,259	3,080	176	5.40	4,248	3,702	541	12.78
Total (Heat)	ktoe	7,652	7,550	102	1.336%	9,443	8,809	634	6.71%	12,331	10,686	1,646	13.35%
Grand Total	**ktoe**	**10,232**	**10,100**	**134**	**1.31%**	**12,702**	**11,888**	**810**	**6.38%**	**16,579**	**14,386**	**2,187**	**13.20%**

3.3.3 การปรับปรุงสมรรถนะของตัวอาคาร

นอกจากศักยภาพในการประหยัดพลังงานที่เกิดจากการใช้เตาหุงต้มและอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงดังกล่าวข้างต้น การออกแบบบ้านที่คำนึงถึงการเลือกใช้วัสดุเพื่อเป็นโครงสร้างของอาคารมีส่วนสำคัญอย่างยิ่งในการเพิ่มสมรรถนะเชิงอุณหภาพ (Thermal performance) ซึ่งจะช่วยลดความร้อนที่ถ่ายเทและสะสมในอาคาร อีกทั้งยังช่วยสร้างสภาพสบายและลดภาระการปรับอากาศในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องปรับอากาศ ในประเด็นนี้ จะเห็นได้ว่าหน่วยงานของรัฐซึ่งได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ให้ความสนใจและสนับสนุนโครงการวิจัยต่างๆ อาทิ โครงการบ้านเอื้ออาทรอนุรักษ์พลังงาน โครงการบ้านอยู่สบายประหยัดพลังงาน และโครงการประกวดแนวความคิดการออกแบบอาคารที่พักอาศัยประหยัดพลังงานด้วยวิถีธรรมชาติ เป็นต้น

ในการศึกษานี้ คณะผู้วิจัยได้พิจารณาศักยภาพการประหยัดพลังงานกรณีการลดการถ่ายเทความร้อนผ่านหลังคาสู่บ้าน การออกแบบหลังคาที่ดีช่วยลดการถ่ายเทและสะสมความร้อน โครงสร้างของหลังคาโดยทั่วไปประกอบด้วยวัสดุมุงหลังคาซึ่งอาจเป็นกระเบื้องประเภทและสีต่างๆ มีช่องว่างอากาศใต้หลังคาและแผ่นฝ้าเพดาน ซึ่งโครงสร้างดังกล่าวนี้มีค่าสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวมประมาณ 2 W/m^2K การป้องกันความร้อนผ่านหลังคาอาจทำโดยการติดตั้งวัสดุสะท้อนความร้อน (Radiant barrier) และการใช้ฉนวนความร้อน อาทิ ฉนวนใยแก้ว ฉนวนโฟมประเภทต่างๆ โดยการติดตั้งเหนือแผ่นฝ้าเพดาน จะช่วยลดค่าสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาลงเหลือประมาณ 0.15 – 0.2 W/m^2K ขึ้นอยู่กับประเภทของฉนวนความร้อนที่ใช้ ผลการศึกษาการจำลองสภาพพลังงานในบ้านโดยใช้โปรแกรม DOE-2 กับบ้านอยู่อาศัยขนาด 3 ห้องนอนที่มีพื้นที่ใช้สอยประมาณ 150 ตารางเมตร ภายใต้สมมติฐานว่าบ้านมีการปรับอากาศเฉพาะในห้องนอนที่อยู่ชั้นบนของบ้านและมีการเปิดใช้เครื่องปรับอากาศเฉพาะเวลากลางคืนระหว่าง 21.00 – 06.00 น. พบว่าการติดตั้งวัสดุสะท้อนความร้อนและฉนวนความร้อนให้กับหลังคาจะช่วยลดพลังงานที่ใช้ในระบบปรับอากาศลงได้ 12% และพลังงานไฟฟ้ารวมของบ้าน 2% ตามลำดับ

หากนำตัวเลขผลการประหยัด 2% พิจารณาร่วมกับการคาดคะเนความต้องการพลังงานไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยในตารางที่ 3.3 – 4 สำหรับครัวเรือนที่มีรายได้มากกว่า 30,000 บาท (ระดับที่ 3) พบว่าจะสามารถประหยัดพลังงานซึ่งเกิดจากการเพิ่มสมรรถนะเชิงอุณหภาพของหลังคาได้ประมาณ 198 GWh (17 ktoe) และ 256 GWh (22 ktoe) ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.3-4 ศักยภาพการประหยัดพลังงานด้วยการปรับปรุงสมรรถนะของตัวอาคาร

Scenario	ปริมาณการพลังงาน (ktoe)		
	2007	2011	2016
BAU	**10,232**	**12,704**	**16,580**
การปรับปรุงสมรรถนะตัวอาคาร	13	17	22
ร้อยละการประหยัดพลังงาน	0.13	0.13	0.13

3.3.4 สรุปศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคบ้านอยู่อาศัย

ศักยภาพในการประหยัดพลังงานในบ้านอยู่อาศัยมาจาก 3 แนวทางหลัก ได้แก่ การใช้เตาประสิทธิภาพสูง การปรับเปลี่ยนอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน และการปรับปรุงสมรรถนะของตัวบ้านโดยเฉพาะหลังคาและวัสดุกันความร้อน

ผลการประเมินศักยภาพของการใช้เตาประสิทธิภาพสูงพบว่าสามารถลดการใช้พลังงานในปี 2554 และ 2559 ลงได้ 634 และ 1,646 ktoe ตามลำดับ ขณะที่การปรับเปลี่ยนอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงานจะสามารถประหยัดพลังงานในปี 2554 และ 2559 ได้ 2,065 GWh (176 ktoe) และ 6,350 GWh (541 ktoe) ตามลำดับ ส่วนการปรับปรุงสมรรถนะของหลังคาของครัวเรือนกลุ่มเดียวกันจะสามารถประหยัดพลังงานในปี 2554 และ 2559 ได้ 204.5 GWh (17 ktoe) และ 259.7 GWh (22 ktoe) ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 3.3-5

ตารางที่ 3.3-5 สรุปภาพรวมศักยภาพการประหยัดพลังงานในบ้านอยู่อาศัย

มาตรการ	2554		2559	
	ktoe	%	ktoe	%
1. การใช้เตาประสิทธิภาพสูง	634	6.74	1,646	9.95
2. การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน	176	5.5	541	12.79
3. การปรับปรุงสมรรถนะอาคารเชิงอุณหภาพ	17	0.13	22	0.13
รวม	**827**	**6.6**	**2,209**	**13.4**

โดยสรุป ศักยภาพของการประหยัดพลังงานในบ้านพักอาศัยจากทั้ง 3 มาตรการในปี 2554 และ 2559 จะเท่ากับ 827 ktoe และ 2,209 ktoe ตามลำดับ ในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ

3.4 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์

3.4.1 หลักเกณฑ์การประเมินศักยภาพ

ในการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในอาคารพาณิชย์ได้ประเมินอาคาร 6 ประเภท ซึ่งจัดแบ่งตามมาตรฐานอุตสาหกรรมไทย (TSIC Code) โดยอาศัยข้อมูลการใช้พลังงานจาก 3 แหล่ง ได้แก่ (1) ข้อมูลการใช้พลังงานและดัชนีพลังงานในอาคารควบคุมฐาน 5 (Base 5) ที่มีการรวบรวมโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) และ (2) ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่เก็บรวบรวม โดยการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ (3) ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจภาคสนาม

วิธีการประเมินใช้แบบจำลองคาดคะเนปริมาณพลังงานที่ใช้ในแต่ละปีภายใต้ Scenario ที่มีการใช้มาตรการประหยัดพลังงาน 2 มาตรการหลักคือ (1) การใช้อุปกรณ์ต่างๆ ที่มีประสิทธิภาพสำหรับอาคารขนาดเล็ก ใหญ่และกลาง และ (2) การใช้ Building code เฉพาะอาคารขนาดใหญ่และกลางที่จะก่อสร้างใหม่ แล้วเทียบกับกรณีอ้างอิง (Reference case) หรือ BAU ทั้งนี้การใช้พลังงานในกรณีอ้างอิงนั้น ได้มาจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแสงสว่าง ระบบปรับอากาศ และระบบอื่นๆ ของอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ ขนาดกลาง และขนาดเล็กแยกตามประเภทต่างๆ โดยที่มีแบบจำลองเบื้องต้นของอาคารแต่ละประเภทที่ใช้ในการศึกษาครั้งนี้เรียกว่าแบบจำลองอ้างอิง (Reference Model) ที่เป็นตัวแทนทั้งลักษณะทางกายภาพและรูปแบบการใช้พลังงานของอาคารสำนักงาน โรงแรม โรงพยาบาล ห้างสรรพสินค้า ร้านค้าปลีกขนาดเล็ก และสถานศึกษา

3.4.1.1 การประเมินศักยภาพกรณีใช้ Building code

เงื่อนไขที่ใช้ในการประเมินเป็นดังนี้

(1) อาคารขนาดใหญ่และกลางที่สร้างใหม่ถูกให้ใช้ Building code ฉบับปัจจุบัน เช่น ค่า OTTV, RTTV, ค่าความส่องสว่างกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแสงสว่างและค่าสมรรถนะของระบบปรับอากาศ (เฉพาะส่วนที่เป็นระบบทำความเย็น หรือ refrigeration) ตามที่กำหนด กรณีนี้จะเรียกว่า “Code Case” ถือเป็นศักยภาพการประหยัดพลังงานต่ำสุด

(2) กรณีที่มีการปรับปรุงค่า OTTV และ RTTV ให้ดีขึ้น รวมทั้งตัวแปรสมรรถนะของอุปกรณ์ที่สูงขึ้นจาก (1) โดยที่มีความเป็นไปได้ในการลงทุนด้วย กรณีนี้เรียกว่า “Economic case”

(3) กรณีที่มีการนำหรือพัฒนาเอาเทคโนโลยีใหม่ๆมาใช้เพิ่มเติมนอกเหนือจากการบังคับใช้ Building code ตาม (2) เช่น การใช้ประโยชน์จากแสงธรรมชาติ การออกแบบระบบไฟฟ้าแสงสว่างแบบ Task design เป็นต้น กรณีนี้เรียกว่า “Future case”

3.4.1.2 การประเมินศักยภาพกรณีใช้อุปกรณ์ประหยัดพลังงานในอาคาร (Efficient Case)

การประเมินศักยภาพในกรณีนี้มีเงื่อนไขหลัก ดังนี้

(1) อาคารทั้งขนาดใหญ่ ขนาดกลาง และขนาดเล็ก มีการใช้พลังงานในสองรูปแบบหลัก คือ พลังงานไฟฟ้าและความร้อน โดยที่พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในอาคารส่วนใหญ่ได้จากฐานข้อมูลของพพ. และบางส่วนได้จากการสำรวจจากหน่วยงานอื่นๆ ซึ่งคณะวิจัยพบว่าสามารถจำแนกการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 ประเภท คือ 1) ระบบปรับอากาศ 2) ระบบแสงสว่าง 3) อุปกรณ์คอมพิวเตอร์ 4) อุปกรณ์อื่นๆ รายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาครั้งนี้สำหรับอาคารขนาดใหญ่ประเภทต่างๆ สรุปไว้ในตารางที่ 3.4-1 ส่วนพลังงานความร้อนที่ใช้ในอาคารเหล่านี้ส่วนใหญ่ใช้ในเครื่องกำหนิดไฟฟ้าสำรอง เครื่องกำเนิดไอน้ำ และเครื่องกำเนิดความร้อน

(2) มาตรการประหยัดพลังงานในอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคาร ได้แก่การปรับปรุงระบบทำความเย็นและระบบปรับอากาศซึ่งสามารถประหยัดได้ 10% ของพลังงานที่ใช้ในระบบปรับอากาศ การปรับปรุงระบบส่องสว่างโดยการใช้หลอดประหยัดพลังงานซึ่งสามารถประหยัดได้ 10% ของระบบส่องสว่าง การใช้คอมพิวเตอร์ชนิดจอภาพ LCD แทนหลอดภาพซึ่งทำให้ประหยัดได้ 10% ของพลังงานที่ใช้ในระบบคอมพิวเตอร์ และมาตรการรณรงค์ประหยัดพลังงานในอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าอื่นๆ ทำให้ประหยัดได้อีก 15% ในอุปกรณ์เหล่านั้น

ตารางที่ 3.4-1 สรุปข้อมูลที่เกี่ยวกับดัชนีการใช้พลังงานประเทศต่าง ๆ ในอาคาร

Item	Unit	Office	Hotel	Hospital	Dept store	School	Misc.
AC energy/AC area	$kWhm^{-2}.Y^{-1}$	111	143.18	162.14	184.93	76.22	216.54
Lighting energy/used area	$kWhm^{-2}.Y^{-1}$	27.1	27.02	24.07	56.2	11.05	26.02
Other energy/used area	$kWhm^{-2}.Y^{-1}$	46.2	27.95	25.83	76.74	6.29	43.16
Total energy/used area	$kWhm^{-2}.Y^{-1}$	146.4	148.44	115.98	268.66	37.28	117.53
AC area/total area	-	0.36	0.65	0.41	0.68	0.27	0.32
AC energy/total energy	-	0.41	0.64	0.56	0.52	0.53	0.43
Lighting energy/total energy	-	0.22	0.19	0.22	0.22	0.32	0.2
OTTV	Wm^{-2}	55.54	51.4	57.21	43.6	55.61	60.58
RTTV	Wm^{-2}	33.86	23.35	31.01	17.6	29.09	27.53

3.4.2 ผลการประเมินศักยภาพกรณีใช้ Building code

ในการศึกษานี้ถือว่า ในปี 2550 จะมีการใช้ Building code ใหม่สำหรับอาคารที่จะก่อสร้างใหม่ ตารางที่ 3.4-2 แสดงรายละเอียดผลการคาดคะเนปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะประหยัดได้ในปี 2555 และ 2559 จากการใช้ Building code

ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ประหยัดได้ในกรณี Building code

ปี	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (GWh/ปี)			ความต้องการพลังไฟฟ้า (MW_e)		
	Code	**Econ**	**Future**	**Code**	**Econ**	**Future**
2554	1,372	2,191	3,143	268	427	611
2559	6,443	10,677	15,332	910	1,467	2,101

เนื่องจากที่ผ่านมาความพยายามในการบังคับใช้ Building code ยังค่อนข้างมีอุปสรรค ในที่นี้จึงเลือกเอากรณี “Code case” ซึ่งเป็นกรณีศักยภาพขั้นต่ำในการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาพรวมของประเทศ กล่าวคือ จะประหยัดได้ 1,372 GWh/ปี (118 ktoe) ในปี 2554 และในปี 2559 จะประหยัดได้ 6,443 GWh/ปี (554 ktoe) การประหยัดดังกล่าวคิดเป็น 2.1% และ 7.6% ของพลังงานที่คาดว่าจะต้องใช้ในอาคารในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.4-2 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในอาคารพาณิชย์

Unit: ktoe

Scenario	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Air-conditioner	4	26	51	79	110	142	168	197	229	266	294
Lighting	17	37	58	80	102	124	135	148	162	176	190
Computer	8	17	27	37	51	64	80	96	114	133	140
Other devices	8	22	37	53	73	94	117	142	170	200	218
Building codes	0	0	29	59	89	118	187	267	355	453	554
Total savings	37	102	202	308	425	542	687	850	1,030	1,228	1,396
Consumption in BAU	4,274	4,489	4,747	5,020	5,310	5,578	5,864	6,202	6,558	6,934	7,281

3.4.3 ผลการประเมินศักยภาพกรณีใช้อุปกรณ์ประหยัดพลังงาน (Efficient Case)

จากฐานข้อมูลและแบบจำลองการใช้พลังงานในอาคารแต่ละประเภท คณะผู้วิจัยได้ประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานไฟฟ้าและความร้อนจากอุปกรณ์ต่างๆ ในอาคารแต่ละประเภทภายใต้สมมติฐานว่า อาคารทุกประเภททั้งขนาดใหญ่ ขนาดกลาง และขนาดเล็กที่สร้างใหม่ทุกแห่งจะใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและลดการใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อนลง สำหรับอาคารที่มีอยู่แล้วก่อนปี พ.ศ. 2549 สมมติว่าจะเริ่มทยอยปรับเปลี่ยนเป็นอุปกรณ์ประหยัดพลังงานและมีการช่วยประหยัดพลังงานในอุปกรณ์ไฟฟ้าและความร้อนจากการบำรุงรักษาตามที่คาดคะเนไว้ในอัตรา 10% จนครบทั้งหมดภายใน 10 ปี

ผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในอาคารขนาดใหญ่ กลางและเล็ก เมื่อรวมกันแล้วอาคารทั้ง 3 ขนาด มีศักยภาพในการประหยัดพลังงาน 102, 542 และ 1,396 ktoe คิดเป็น 2.0, 9.7 และ 19.0% ของพลังงานที่ต้องใช้ในอาคารในปี 2550, 2554 และ 2559 ตามลำดับ

3.4.4 สรุปผลการประเมินศักยภาพ

การใช้มาตรการประหยัดพลังงานในอุปกรณ์เครื่องใช้มีศักยภาพสูงกว่าการใช้ Building code โดยเฉพาะในระยะแรก เนื่องจาก Building code นั้นใช้กับอาคารที่จะก่อสร้างใหม่ หากใช้ทั้ง 2 มาตรการรวมกันจะทำให้ประหยัดพลังงานได้ทั้งหมด 542 ktoe และ 1,396 ktoe คิดเป็น 9.71% และ 19.17% ของพลังงานที่คาดว่าจะต้องใช้ในอาคารในปี 2554 และ 2559 ตามลำดับ ทั้งในจำนวนนี้ เป็นการประหยัดพลังงานไฟฟ้า 12,144 และ 31,620 GWh **อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการใช้มาตรการ Building code มีผลกระทบต่อการประหยัดพลังงานของอุปกรณ์ (โดยเฉพาะการปรับอากาศ)ด้วยศักยภาพดังกล่าวจึงมีความซ้ำซ้อนอยู่บ้าง (Overlap)**

3.5 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

จากรายงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่า ในปี 2548 ภาคอุตสาหกรรมใช้พลังงานรวม 22,641 ktoe (หรือประมาณ 36% ของการใช้พลังงานสุดท้ายทั้งหมดของประเทศ) พลังงานที่ใช้ส่วนใหญ่หรือประมาณ 79% เป็นพลังงานความร้อน (17,893 ktoe) ส่วนที่เหลือเป็นพลังงานไฟฟ้า (55,215 GWh หรือ 4,748 ktoe)

ที่ผ่านมา หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ดำเนินมาตรการส่งเสริมการประหยัดพลังงานในรูปแบบต่างๆ โดยเฉพาะ สนพ. ได้ใช้เงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสนับสนุนให้ พพ.ดำเนินมาตรการทั้งภาคบังคับภายใต้กรอบของกฎหมายส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และภาคความร่วมมือโดยการจูงใจด้วยมาตรการทางการเงินและภาษี ซึ่งในหลายกรณีได้ก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรมการผลิตที่เป็นรูปธรรม อย่างไรก็ตาม จากรายงานของบริษัท Consulting of

Technology (COT) (2549) ซึ่งได้รับการว่าจ้างจากคณะอนุกรรมการประเมินผลการดำเนินงาน การใช้เงินทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานพบว่า ในภาพรวมผลการประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้นจริงยังไม่มากนัก ดังนั้นภาคอุตสาหกรรมการผลิตซึ่งใช้พลังงานมากพอๆ กับภาคขนส่งจึงน่าจะยังมีศักยภาพที่จะประหยัดพลังงานได้อีกมาก คณะผู้วิจัยจึงได้ทำการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานความร้อนและไฟฟ้าใน 9 กลุ่มอุตสาหกรรมหลักตาม TSIC ได้แก่ อาหารและเครื่องดื่ม สิ่งทอ ไม้และเครื่องเรือน กระดาษ เคมี อโลหะ โลหะขั้นมูลฐาน ผลิตภัณฑ์โลหะ และอื่นๆ (จำแนกไม่ได้) ในกรณีที่มีการปรับปรุงและบำรุงรักษาเครื่องจักร/อุปกรณ์มาตรฐานหลักที่ใช้ในกระบวนการผลิตรวมทั้งระบบที่เกี่ยวข้องให้มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากขึ้น เครื่องจักร/อุปกรณ์หลักดังกล่าวที่มีการใช้กันอย่างกว้างขวางได้แก่ หม้อไอน้ำและเตา (Boiler และระบบ Furnace) มอเตอร์ (Motor) เครื่องอัดอากาศ (Air compressor) และเครื่องทำน้ำเย็น (Chiller)

3.5.1 ระเบียบวิธีการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานดังกล่าวข้างต้นอาศัยการวิเคราะห์แบบ “End-use approach” ซึ่งประกอบด้วยการใช้แบบจำลองการคาดคะเนปริมาณการใช้พลังงานรายปีของเครื่องจักร/อุปกรณ์ดังกล่าวในแต่ละกลุ่มอุตสาหกรรมในกรณีที่ไม่มีการดำเนินมาตรการประหยัดพลังงาน (กรณีฐานหรือ Base case) ซึ่งหมายถึงกรณีที่การใช้พลังงานเพิ่มขึ้นตามประชากรและการขยายตัวทางเศรษฐกิจ กับกรณีที่มีการประหยัดพลังงานโดยการปรับปรุงและบำรุงรักษาเครื่องจักร/อุปกรณ์ ผลต่างของปริมาณพลังงานที่ใช้ระหว่างสองกรณีก็คือปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้ ทั้งนี้ข้อมูลและข้อสมมติฐานสำคัญที่ใช้ในการคาดคะเนมีดังนี้

ข้อมูลและสมมติฐานที่สำคัญ		
รายการ		**แหล่งที่มา**
1. สัดส่วนการใช้พลังงานความร้อน:ไฟฟ้า		พพ.
- อาหารและเครื่องดื่ม	7.4:1	
- สิ่งทอ	0.8:1	
- ไม้และเครื่องเรือน	0.5:1	
- กระดาษ	3.9:1	
- เคมี	2.7:1	
- อโลหะ	10.2:1	
- โลหะพื้นฐาน	10.4:1	
- ผลิตภัณฑ์โลหะ	0.6:1	
- อื่นๆ	37.5:1	
2. สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าในทุกภาคอุตสาหกรรม	60:15:10:15	สนพ. และ

ข้อมูลและสมมติฐานที่สำคัญ		
รายการ		**แหล่งที่มา**
มอเตอร์:เครื่องอัดอากาศ:เครื่องทำน้ำเย็น/อื่นๆ		การศึกษาครั้งนี้
3. พลังงานความร้อนเกือบทั้งหมดใช้ในหม้อน้ำและเตาอุตสาหกรรม		จากประสบการณ์ทั่วไป
4. ศักยภาพในการประหยัดพลังงานของเครื่องจักร/อุปกรณ์ประเภทต่างๆ		สนพ. และ
- หม้อไอน้ำ, ระบบไอน้ำ และเตาอุตสาหกรรม	10%	การศึกษาครั้งนี้
- มอเตอร์	3%	
- เครื่องอัดอากาศ	15%	
- เครื่องทำน้ำเย็น	15%	

ทั้งนี้มาตรการที่จะก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานสำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์ทั้ง 4 ประเภทดังกล่าวมีดังนี้

ประเภทเครื่องจักรและอุปกรณ์	มาตรการ
1. หม้อไอน้ำ ระบบไอน้ำและเตา	■ การปรับปรุงและบำรุงรักษาหัวเผา (burner tuning) การติดฉนวน การติด steam trap การใช้ความร้อนทิ้ง ฯลฯ
2. มอเตอร์	■ การใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง (ปัจจุบัน 95% ของมอเตอร์ในโรงงานเป็นแบบประสิทธิภาพต่ำ)
3. เครื่องอัดอากาศ	■ การติดตั้ง Variable Speed Drive (VSD) การซ่อมแซมรอยรั่ว การติดตั้ง unloading control ฯลฯ
4. เครื่องทำน้ำเย็น	■ การติดตั้ง VSD และการเปิด-ปิดปั๊มให้เหมาะสมกับภาระการทำความเย็น ฯลฯ

3.5.2 ผลการประเมินศักยภาพ

ผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานแสดงดังตารางที่ 3.5 – 1 และ 3.5 – 2 ซึ่งแสดงผลการคาดคะเนการใช้พลังงานในกรณีฐาน (Base case) กรณีประหยัดพลังงาน (Efficient case) และปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้ สำหรับปี 2550, 2554 และ 2559 โดยการใช้พลังงานในแต่ละกลุ่มอุตสาหกรรม (ทั้งโรงงานควบคุม และ SME) ได้แยกเป็นประเภทเชื้อเพลิง (ถ่านหิน ปิโตรเลียม ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานหมุนเวียนซึ่งถือว่าเป็นชีวมวลทั้งหมด) และไฟฟ้า และถือว่าเชื้อเพลิงนั้นใช้เพื่อผลิตความร้อนในหม้อไอน้ำและเตาเป็นหลัก

ในภาพรวมการปรับปรุงและบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์หลัก และระบบที่เกี่ยวข้องจะช่วยให้ประหยัดพลังงานได้ 0.98% ของพลังงานที่คาดว่าจะใช้ในภาคอุตสาหกรรมในปี

2550 4.89% ในปี 2554 และ 9.67% ในปี 2559 หรือเป็นปริมาณพลังงานรวมได้ 245 ktoe, 1,505 ktoe และ 3,880 ktoe ตามลำดับ โดยแบ่งเป็นความร้อน ซึ่งมาจากการประหยัดในระบบไอน้ำและเตา 192 ktoe, 1,195 ktoe และ 3,119 ktoe ในปี 2550, 2554 และ 2559 ตามลำดับ ส่วนการประหยัดไฟฟ้าคิดเป็น 52 ktoe (610 GWh), 310 ktoe (3,640 GWh) และ 761 ktoe (8,930 GWh) ตามลำดับ

กลุ่มอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพการประหยัดพลังงานสูงสุดคือ กลุ่มอโลหะ กลุ่มอาหารและเครื่องดื่ม และกลุ่มเคมี ซึ่งสามารถประหยัดพลังงานในปี 2554 ได้ 461, 439 และ 177 ktoe ตามลำดับ คิดเป็นประมาณ 31, 29 และ 8% ของพลังงานที่จะประหยัดได้ในภาคอุตสาหกรรมในปีดังกล่าวซึ่งสอดคล้องกับสัดส่วนปริมาณการใช้พลังงานของอุตสาหกรรมดังกล่าว ซึ่งได้แก่ 29.7, 28.7 และ 12.5% โดยเฉลี่ยในช่วงปี 2544-2548

อนึ่ง จากประสบการณ์ในต่างประเทศ การส่งเสริมให้มีการใช้บริการของบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) มีศักยภาพในการประหยัดพลังงาน (เฉพาะในส่วนของไฟฟ้า) ประมาณ 20-44% หากสมมติว่าในปี 2554 และ 2559 โรงงานควบคุมในประเทศไทยหันมาใช้บริการของ ESCO และมีผลให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้าตามศักยภาพในต่างประเทศ ศักยภาพการประหยัดพลังงานไฟฟ้าจะเป็น 2,079 – 4,574 GWh และ 7,291 – 16,040 GWh ตามลำดับ ซึ่งเป็นช่วงที่ครอบคลุมกับผลการคาดคะเนจากการใช้ End-use approach ในส่วนของการประหยัดพลังงานไฟฟ้า ดังนั้นศักยภาพการประหยัดพลังงานที่ประเมินนั้นมีโอกาสที่จะดำเนินการให้เป็นรูปธรรมได้ หากมีมาตรการหรือเครื่องมือเชิงนโยบายที่เหมาะสม ทั้งนี้ในการศึกษาครั้งนี้ ยังไม่ได้ประเมินศักยภาพของการประหยัดพลังงานที่เกี่ยวกับกระบวนการเฉพาะในอุตสาหกรรมแต่ละสาขา (Process-specific technologies) ซึ่งมีศักยภาพมากพอๆ กับศักยภาพการประหยัดพลังงานโดยใช้อุปกรณ์/เครื่องจักรมาตรฐาน (หม้อไอน้ำ มอเตอร์ ฯลฯ) ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้น

ตารางที่ 3.5-1 การคาดคะเนการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมในกรณี Business as Usual (BAU)

Base Case	**2007**						**2011**						**2016**					
Total Consumption (ktoe)	**24,612**						**30,746**						**40,117**					
Elect., total (GWh)	**62,971**						**79,731**						**103,764**					
Heat, total (ktoe)	**19,197**						**23,890**						**31,194**					
	Coal	**Petrol.**	**NG.**	**Renew.**	**Elect.**	**Total**	**Coal**	**Petrol.**	**NG.**	**Renew.**	**Elect.**	**Total**	**Coal**	**Petrol.**	**NG.**	**Renew.**	**Elect.**	**Total**
Food and Bevarage	157	1,203	41	4,852	854	7,108	196	1,499	51	6,051	1,081	8,879	256	1,957	67	7,901	1,407	11,589
Textile	6	681	35	116	579	1,417	8	850	43	145	734	1,780	10	1,109	57	190	956	2,322
Wood and Furniture	-	35	-	134	113	282	-	43	-	167	144	354	-	56	-	218	187	462
Paper	63	389	12	185	236	884	78	484	15	228	298	1,103	102	632	19	297	388	1,439
Chemical	81	1,148	365	536	756	2,886	102	1,431	456	667	958	3,613	133	1,869	595	871	1,247	4,715
Non Metallic	3,435	1,429	219	1,396	1,045	7,524	4,289	1,773	273	1,722	1,322	9,380	5,600	2,315	357	2,249	1,718	12,239
Basic Metal	2	595	52	120	534	1,303	3	741	65	148	676	1,633	4	968	84	194	880	2,130
Fabricated Metal	2	461	184	97	935	1,678	2	574	230	120	1,184	2,110	2	750	300	157	1,542	2,751
Others	-	425	0	741	364	1,530	-	523	0	913	460	1,896	-	683	0	1,192	596	2,471
Total BAU	**3,747**	**6,365**	**907**	**8,178**	**5,415**	**24,612**	**4,677**	**7,918**	**1,133**	**10,161**	**6,856**	**30,746**	**6,107**	**10,340**	**1,479**	**13,268**	**8,923**	**40,117**

หมายเหตุ: Petrol. = Petroleum products, Renew. = Renewable energy, Elect. = Electricity, Furn. = Furnitures

ตารางที่ 3.5-2 ศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรมจากการปรับปรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์มาตรฐาน

Saving	**2007**						**2011**						**2016**					
Total Saving (ktoe)	**245**						**1,505**						**3,880**					
Elect., total (GWh)	**610**						**3,640**						**8,930**					
Heat, total (ktoe)	**192**						**1,195**						**3,119**					
	Coal	**Petrol.**	**NG.**	**Renew.**	**Elect.**	**Total**	**Coal**	**Petrol.**	**NG.**	**Renew.**	**Elect.**	**Total**	**Coal**	**Petrol.**	**NG.**	**Renew.**	**Elect.**	**Total**
Food and Bevarage	2	12	0	49	8	70	10	75	3	303	49	439	26	196	7	790	120	1,138
Textile	0	7	0	1	5	14	0	42	2	7	34	86	1	111	6	19	82	219
Wood and Furniture	-	0	-	1	1	3	-	2	-	8	7	17	-	6	-	22	16	44
Paper	1	4	0	2	2	9	4	24	1	11	13	53	10	63	2	30	33	138
Chemical	1	11	4	5	7	28	5	72	23	33	44	177	13	187	60	87	107	454
Non Metallic	34	14	2	14	9	74	214	89	14	86	58	461	560	231	36	225	145	1,197
Basic Metal	0	6	1	1	5	13	0	37	3	7	31	79	0	97	8	19	75	200
Fabricated Metal	0	5	2	1	9	16	0	29	11	6	54	101	0	75	30	16	133	253
Others	-	4	-	7	3	15	-	26	0	46	19	91	-	68	0	119	49	237
Total Saving (ktoe)	**37**	**64**	**9**	**82**	**49**	**241**	**234**	**396**	**57**	**508**	**309**	**1,503**	**611**	**1,034**	**148**	**1,327**	**760**	**3,880**
Total Saving (%)	**1.00**	**1.00**	**1.00**	**1.00**	**0.90**	**0.98**	**5.00**	**5.00**	**5.00**	**5.00**	**4.50**	**4.89**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**10.00**	**8.52**	**9.67**

หมายเหตุ: Petrol. = Petroleum products, Renew. = Renewable energy, Elect. = Electricity, Furn. = Furnitures

3.6 การประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ (CHP)

3.6.1 ปัจจัยสนับสนุนการใช้ระบบ CHP กับอาคารและอุตสาหกรรม

จากประสบการณ์ในต่างประเทศ การใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมหรือ CHP (Combined Heat and Power) เป็นมาตรการที่มีศักยภาพในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานค่อนข้างมาก ในประเทศไทยเองก็มีปัจจัยหลายประการที่ทำให้คณะผู้วิจัยเชื่อว่าระบบ CHP มีความเหมาะสมที่จะประยุกต์ใช้ในอาคารและอุตสาหกรรมในบริบทของประเทศไทย ซึ่งสรุปได้พอสังเขปดังนี้

(1) อาคารหรือโรงงานที่อยู่ในแผนการเดินแนวท่อก๊าซธรรมชาติของปตท.ในอนาคตมีจำนวนมากพอสมควร

(2) อาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่อยู่ในเมืองและใช้ระบบปรับอากาศและระบบน้ำแบบรวมศูนย์

(3) ระบบ Cogeneration หรือ CHP ตลอดจนเทคโนโลยีการจ่ายไฟฟ้าและความร้อนที่มีอยู่ในปัจจุบัน สามารถใช้จ่ายไฟฟ้าและความร้อนใช้ในโรงงานหรืออาคารได้เป็นอย่างดี

(4) ระบบเครือข่ายไฟฟ้าที่มีอยู่สามารถนำมาต่อเข้ากับระบบ CHP และทำการจ่ายไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ให้กับโรงงานหรืออาคารข้างเคียง

(5) ระบบยังสามารถผลิตพลังงานความร้อนและขายออกในรูปของไอน้ำหรือน้ำเย็นเพื่อทำความร้อนหรือทำความเย็นได้

(6) ขนาดระบบ CHP ไม่ใหญ่นักคือจะมีขนาดอยู่ในช่วง 0.5 MW_e ถึง 10 MW_e อยู่ในวิสัยที่ผู้ประกอบการจะลงทุนได้

(7) เวลาการทำงานต่อปีมีมากกว่า 3,500 ชั่วโมงสำหรับอาคารควบคุมและมากกว่า 7,000 ชั่วโมงสำหรับโรงงานควบคุม ซึ่งถือว่ามีความจำเป็นเหมาะสมกับการเดินระบบ CHP

ในปัจจุบันเท่าที่คณะผู้วิจัยทำการสำรวจยังไม่พบว่ามีรายงานการศึกษาวิจัยด้านศักยภาพการใช้ระบบ CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับประเทศไทยบันทึกไว้อย่างเป็นทางการ

ในการศึกษานี้ได้ประเมินศักยภาพทั้งเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ของระบบ CHP โดยได้รับความเอื้อเฟื้อด้านข้อมูลอาคารและโรงงานควบคุมจากกระทรวงพลังงาน (พพ.) ตามที่ผู้ประกอบการได้รายงานตามกฎหมาย

3.6.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค

แม้ว่าระบบ CHP มีได้หลายแบบ ในรายงานนี้จะมุ่งเน้นเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับภาคอุตสาหกรรมและอาคารที่เป็นเป้าหมายในการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในระบบ CHP เทคโนโลยีหลักที่พิจารณาแสดงในรูปที่ 3.6-1โดยเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับภาคอุตสาหกรรม คือ เครื่องยนต์ก๊าซ (เครื่องยนต์ดีเซล) และกังหันก๊าซ

การใช้ระบบ CHP ในภาคอุตสาหกรรมมีความเป็นไปได้ที่จะใช้พลังงานความร้อนในหลายลักษณะพร้อม ๆกัน เช่น เป็นไอน้ำอิ่มตัว เป็นก๊าซร้อนเพื่อใช้ในกระบวนการอบแห้ง และเป็นน้ำร้อน พลังงานความร้อนยังสามารถนำไปใช้เดินเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืน (Absorption) เพื่อทำน้ำเย็น

จากการสำรวจภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ระบบ CHP โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง (ไม่นับรวม SPP) พบว่ามีเพียง 14 แห่ง (ข้อมูล ปตท.ปี 2548) ซึ่งส่วนใหญ่ใช้เทคโนโลยีกังหันก๊าซในการผลิตไฟฟ้า มีเพียงหนึ่งรายที่ใช้เครื่องยนต์ก๊าซ โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รวม 244 MW ตารางที่ 3.6 – 1 แสดงการใช้พลังงานของโรงงานที่ใช้เทคโนโลยี CHP ที่ได้รายงานการใช้พลังงานแก่กระทรวงพลังงานในฐานะโรงงานควบคุมในปี พ.ศ. 2546

สำหรับภาคอาคาร เทคโนโลยีที่เหมาะสม คือ เครื่องยนต์ดีเซล (สำหรับอาคารที่มีพื้นที่ปรับอากาศ น้อยกว่า 30,000 ตารางเมตร) และกังหันก๊าซ (สำหรับอาคารขนาดใหญ่ที่มีพื้นที่ปรับอากาศ มากกว่า 30,000 ตารางเมตร) โดยในภาคอาคารการใช้พลังงานความร้อนเป็นการใช้เพื่อผลิตน้ำเย็นด้วยเครื่องทำความเย็นแบบดูดกลืน และการผลิตไอน้ำเพื่อซักอบผ้าในโรงพยาบาลและโรงแรม

วัตถุประสงค์หลักของการศึกษานี้ คือแสวงหาแนวทางและวิธีการที่จะเพิ่มการใช้ก๊าซธรรมชาติ (ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงในศตวรรษที่21) ในภาคอุตสาหกรรมและภาคอาคารด้วยการใช้เทคโนโลยี CHP ที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งจะส่งผลต่อการประหยัดพลังงานและลดปริมาณก๊าซมลพิษของประเทศอย่างมีนัยสำคัญ

ตารางที่ 3.6-1 Energy consumption and technology of existing CHP in 2003

Province	TSIC_group	Production hr/y	Fuel (ktoe)						total	MW	Application
			HFO	LPG	NG	Coal	Other	Electricity			
Saraburi	31	4784	0.166		12.989	0.082		2.518	15.75	4.5	GT
Ratchaburi	31	3360	0.232					0.069	0.301	3.0	GT
Samut	32	7416	0.476					0.617	1.09	24.0	GT

Province	TSIC_group	Production hr/y	Fuel (ktoe)						total	MW	Application
			HFO	LPG	NG	Coal	Other	Electricity			
Prakan											
Ratchaburi	32	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	16.0	GE
Samut Prakan	34	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	5.5	GT
Rayong	35	8760	76.996	5.641	174.707		0.111	0.046	257.50	46.0	GT
	35	8088		13.821	176.852			0.166	190.83	45.0	GT
	35	8448	2.318		12.253			0.335	14.90	50.0	GT
Bangkok	35	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	6.5	GT
Ayutthaya	36	2431	0.549				0.000	0.190	0.73	6.0	GT
Total		**43287**	**80.735**	**19.462**	**376.801**	**0.082**	**0.111**	**3.941**	**481.13**	**206.5**	

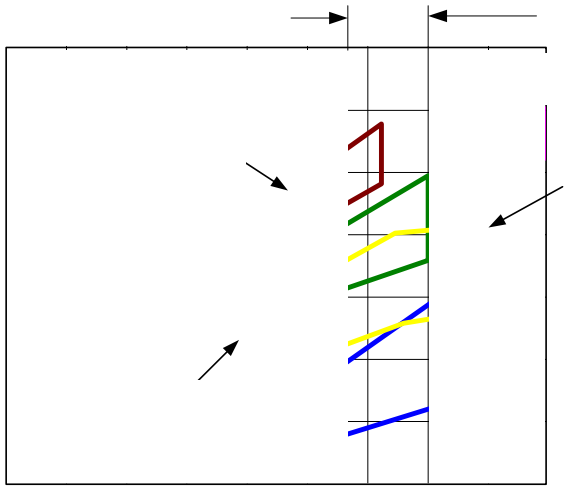
3.6.2.1 ภาคอุตสาหกรรม

ในภาคอุตสาหกรรมการใช้พลังงานมักอยู่ในรูปของความร้อนมากกว่าไฟฟ้า ดังนั้นแหล่งกำเนิดความร้อนเดิมยังต้องคงไว้อยู่แต่ด้วยภาระความร้อนที่ลดลง มีความเป็นไปได้ที่จะใช้พลังงานความร้อนสำหรับการขับ Absorption chillers แต่การศึกษาจะไม่นำเทคโนโลยีนี้มาพิจารณาใช้งานในภาคอุตสาหกรรม

จากการศึกษาแนวท่อก๊าซธรรมชาติของ ปตท. ในปัจจุบันพบว่าระบบ CHP สามารถประยุกต์ใช้ใน 12 จังหวัด ซึ่งประกอบไปด้วยโรงงานควบคุม 817 แห่ง คณะผู้วิจัยประเมินว่าระบบ CHP และจำนวนเครื่องยนต์ ที่เหมาะสมสำหรับโรงงานควบคุมเหล่านี้คือเครื่องยนต์ก๊าซ (เครื่องยนต์ดีเซล) 699 เครื่อง (กำลังเฉลี่ยต่อเครื่อง 1.46 MW_e) และกังหันก๊าซ 177 เครื่อง (กำลังผลิตเฉลี่ยต่อเครื่อง 14.81 MW_e)

การใช้เทคโนโลยี CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานควบคุมที่กล่าวมาข้างต้นจนถึงปี พ.ศ. 2563 จะสามารถประหยัดพลังงานได้ถึง 2.82% ของพลังงานปฐมภูมิของประเทศคิดเป็นต้นทุนพลังงานที่ลดลง 29,000 ล้านบาทต่อปี และระยะเวลาคืนทุนประมาณ 3 ปีครึ่ง

ศักยภาพของกำลังไฟฟ้าติดตั้งใหม่นี้คิดเป็น 2,770 MW_e (20,376 GWh หรือ 1,734 ktoe) หรือประมาณ 11.4% ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในประเทศ (ข้อมูล พ.ศ. 2546) รวมทั้งมีการผลิตความร้อน (ไอน้ำ) คิดเป็น 2,457 ktoe หากสมมติว่าในปี 2554 และ 2559 จะมีการ



รูปที่ 3.6-1 กำลังการผลิตไฟฟ้ากับประสิทธิภาพสำหรับเทคโนโลยี CHP แบบต่างๆ

นำศักยภาพดังกล่าวมาใช้คิดเป็น 10% และ 40% ของศักยภาพดังกล่าว จะทำให้มีกำลังไฟฟ้าติดตั้งที่ใช้ระบบ CHP ในปี 2554 และ 2559 เท่ากับ 277 MWe และ 1,108 MW_e ตามลำดับ และจะได้พลังงานไฟฟ้าจากระบบเท่ากับ 2,038 GWh และ 8,150 GWh ต่อปี

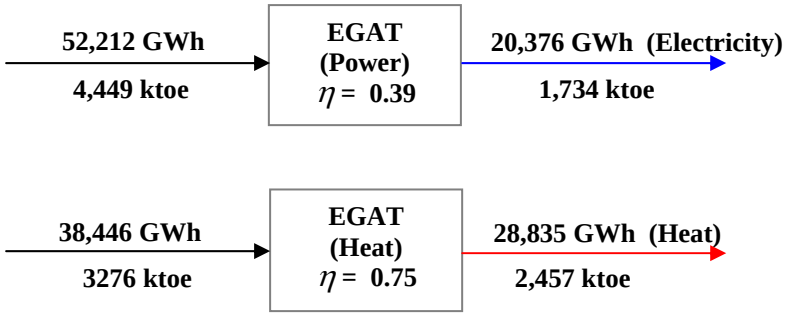
นอกจากการทดแทนการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวแล้ว ระบบ CHP นี้ยังสามารถผลิตความร้อน (ไอน้ำ) ในปี 2563 ได้อีก 2,457 ktoe ซึ่งถือว่าเป็นพลังงานที่ปันผลพลอยได้จากการผลิตไฟฟ้าให้พอเพียงกับความต้องการของโรงงาน (รูปที่ 3.6-2) แต่เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบ CHP ในอุตสาหกรรมมีประสิทธิภาพเฉลี่ย 34% (เครื่องยนต์ 39% และกังหันก๊าซ 31.5%) ซึ่งต่ำกว่าประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าของกฟผ. (39%) ดังนั้นพลังงงานความร้อนที่ประหยัดได้ดังกล่าว ต้องหักลบพลังงานเพิ่มเติมที่ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้า (เมื่อเทียบกับการผลิตโดยกฟผ.) ดังนั้นพลังงานที่จะประหยัดได้ในปี 2563 จะเป็น 2,613 ktoe (ปฐมภูมิ) ดังนั้นในปี 2554 และ 2559 ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ปฐมภูมิ) จะเป็น 261.3 ktoe และ 1,045.2 ktoe ตามลำดับ

3.6.2.2 ภาคอาคาร

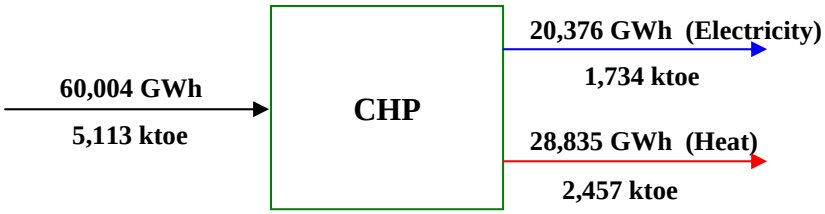
ศักยภาพในอาคารควบคุมต่ำกว่าในภาคอุตสาหกรรมมาก เนื่องจากมีการใช้พลังงานโดยรวมและชั่วโมงการทำงานเฉลี่ยต่อปีน้อยมากเมื่อเทียบกับโรงงานควบคุม

เทคโนโลยี CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงด้วยการใช้เทคโนโลยีเครื่องยนต์ก๊าซร่วมกับ Absorption chillers จะสามารถประหยัดการใช้พลังงานพื้นฐานได้ 0.12% ของประเทศ (หรือ 3.11% เมื่อคิดเฉพาะการประหยัดพลังงานในภาคอาคาร) ตัวเลขการประหยัด

กรณีไม่ใช้ CHP



กรณีใช้ CHP



หมายเหตุ Primary Energy Saving = 4,449 + 3,276 -5,113 = 2612 ktoe

รูปที่ 3.6-2 แผนภูมิแสดงการเปรียบเทียบสมดุลย์พลังงานระหว่างกรณีใช้ CHP กับไม่ใช้ CHP ในอุตสาหกรรม

พลังงานนี้คิดจากการใช้เทคโนโลยี CHP กับอาคารควบคุม 966 แห่ง ซึ่งอยู่ในแผนการขยายแนวท่อของปตท.ในช่วง 15 ปี (จนกระทั่งปี 2563) ศักยภาพของกำลังไฟฟ้าติดตั้งใหม่นี้คิดเป็น 425 MW_e (1,488 GWh) หากสมมติว่าในปี 2554 และ 2559 มีการนำศักยภาพดังกล่าวมาใช้คิดเป็น 10% และ 30% ของศักยภาพทั้งหมดจะทำให้มีกำลังไฟฟ้าติดตั้งใหม่ 42.5 MW_e และ 127.5 MW_e ตามลำดับ เนื่องจากอาคารมีชั่วโมงการทำงานเฉลี่ย 3,500 ชั่วโมงต่อปี ดังนั้นในปี 2554 และ 2559 จะผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปีได้ 148.8 GWh และ 446 GWh

การผลิตไฟฟ้าในปริมาณดังกล่าวนั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อให้มีการผลิตความร้อนร่วมกันในปริมาณที่พอดีกับการใช้เพื่อทำความเย็นแบบ Absorption ซึ่งปริมาณความร้อนนี้มีค่าเท่ากับ 1.1 เท่าของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต ดังนั้น พลังงานไฟฟ้าและความร้อนที่ผลิตโดยระบบ CHP ดังกล่าวจึงเท่ากับ 3,124.8 GWh (266.66 ktoe) ในปี 2563 หากคิดประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ CHP เป็น 80% พลังงานปฐมภูมิที่ต้องใช้ คือ 332.8 ktoe เมื่อเทียบกับภาวะปกติซึ่งต้องใช้พลังงานปฐมภูมิ 374 ktoe นอกจากนี้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ CHP ยังมีส่วนที่เกินความต้องการของอาคารอยู่อีก 331 GWh (28.2 ktoe) ซึ่งคิดเป็นพลังงานปฐมภูมิได้ 72.3 ktoe ดังนั้นในปี 2563

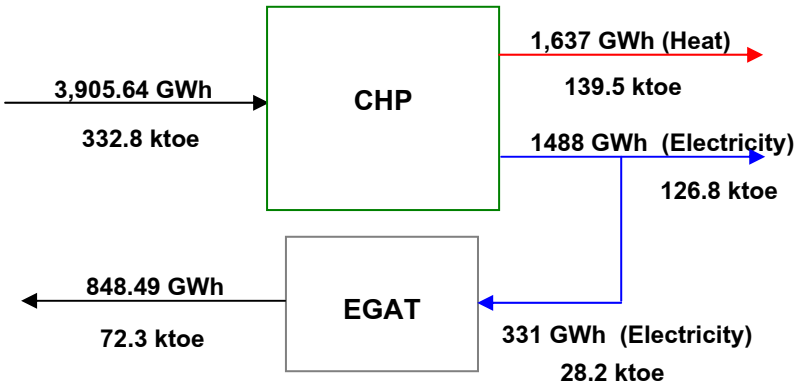
ศักยภาพการประหยัดพลังงานปฐมภูมิโดยรวมจะเป็น 113 ktoe และในปี 2554 และ 2559 ศักยภาพดังกล่าวจะเป็น 11.3 และ 33.9 ktoe ตามลำดับ (รูปที่ 3.6-3)

การลงทุนระบบ CHP สำหรับอาคารควบคุม 966 แห่ง คิดเป็น 24,000 พันล้านบาท โดยมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 ปี (การประมาณนี้ใช้ราคาเครื่องจักรและราคาพลังงานในปัจจุบันเป็นเกณฑ์) ปัจจุบันมีกลไกหลายประเภทที่ช่วยลดระยะเวลาการคืนทุน และทำให้การลงทุนน่าสนใจ

กรณีไม่ใช้ CHP



กรณีใช้ CHP



หมายเหตุ Primary Energy Saving = 374 - 332.8 + 72.3 = 113.5 ktoe

รูปที่ 3.6-3 แผนภูมิแสดงการเปรียบเทียบสมดุลย์พลังงานระหว่างกรณีใช้ CHP กับไม่ใช้ CHP ของอาคาร

3.6.3 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ราคาที่ใช้ในการศึกษานี้แสดงในตารางที่ 3.6 – 2 ซึ่งเป็นราคาที่เหมาะสมในปัจจุบัน (พ.ศ. 2549) ราคาเชื้อเพลิงนี้จะเปลี่ยนไปตามค่าความร้อน (Net Calorific Values, NCV) และราคาไฟฟ้าต่อราคาก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นสัดส่วนได้ 3.29

ตารางที่ 3.6-2 Energy Prices

UNIT PRICE OF NG	Baht/kWh	0.85
UNIT PRICE OF ELECTRICITY	Baht/kWh	2.80
RATIO NG/EE PRICES		3.29

UNIT PRICE OF LPG	Baht/kWh	0.80
UNIT PRICE OF HFO	Baht/kWh	1.18
AVERAGE PRICE OF OTHER PETROLEUM PRODUCTS	Baht/kWh	1.20
AVERAGE PRICE OF COALS	Baht/kWh	0.35
AVERAGE PRICE OF RENEWABLE	Baht/kWh	0.25

3.6.3.1 ภาคอุตสาหกรรม

ต้นทุนโดยรวมของพลังงานที่ใช้ในโรงงานควบคุมเท่ากับ 230,448 ล้านบาทต่อปี คิดเป็นต้นทุนไฟฟ้า 121,227 ล้านบาท และต้นทุนเชื้อเพลิง 109,221 ล้านบาท

สำหรับโรงงานที่อยู่ในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ จำนวน 877 แห่ง มีต้นทุนพลังงานโดยรวม 105,372 ล้านบาทต่อปี (ไฟฟ้า 57,052 ล้านบาท, น้ำมัน 48,319 ล้านบาท) ต้นทุนค่าพลังงานนี้จะลดลง 29,112 ล้านบาทต่อปี เมื่อใช้เทคโนโลยีเครื่องยนต์ก๊าซและกังหันก๊าซ

ต้นทุนการติดตั้งเครื่องยนต์ก๊าซ 699 เครื่อง และกังหันก๊าซ 118 เครื่อง พร้อมกับระบบนำความร้อนสูญเสียกลับมาใช้ใหม่ คิดเป็น 36,858 ล้านบาท และ 66,404 ล้านบาท ตามลำดับ รวมทั้งสิ้น 103,262 ล้านบาท ดังนั้นระยะเวลาคืนทุนคือ 3.5 ปี และจากการศึกษากรณีตัวอย่าง 2 ราย (รายละเอียดในภาคผนวก) พบว่าระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 1-4 ปี กรณีที่ขายไฟฟ้าได้ในราคาขายปลีก/ส่ง

3.6.3.2 ภาคอาคาร

สำหรับอาคารควบคุม 966 แห่ง (ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตเฉลี่ยต่อเครื่อง 425 kW_e) จะต้องใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 22,115 ล้านบาท

ไฟฟ้าที่ผลิตได้ใหม่ทั้งหมด 1,488 GWh/yr สามารถขายคืนให้กับระบบสายส่ง 331 GWh/yr คิดเป็นมูลค่าค่าไฟฟ้าทั้งสิ้น 926.8 ล้านบาทต่อปี (ที่ 2.8 บาท/หน่วย) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP มีต้นทุนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 3,321 ล้านบาทต่อปี เมื่อหักลบค่าไฟฟ้าที่ได้จากการขายไฟฟ้าแล้ว ต้นทุนดังกล่าวจะลดลงเหลือ 2,393 ล้านบาท เมื่อเทียบกับการซื้อขายไฟฟ้าในกรณีที่ไม่ได้ใช้ระบบ CHP ซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่าย 4,685 ล้านบาทแล้ว จะทำให้ประหยัดค่าใช้จ่ายได้ 2,297 ล้านบาท/ปี จึงใช้เวลาคืนทุน 9.7 ปี และจากการศึกษากรณีตัวอย่าง 2 ราย (รายละเอียดในภาคผนวก) พบว่าระยะเวลาคืนทุนอยู่ระหว่าง 3-9 ปี

ถึงแม้ว่าศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและความร้อนด้วยระบบ CHP จะมีสูง แต่จะไม่สามารถใช้ได้ทั้งหมดหากไม่มีการเปลี่ยนแปลงระบบการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ดังนั้นนโยบายด้านพลังงานของประเทศจึงจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนให้เข้ากับความท้าทายนี้

3.6.4 สรุปภาพรวมการประเมินศักยภาพของระบบ CHP

(1) การใช้ระบบ CHP ในอาคารและอุตสาหกรรม มีศักยภาพในการลดความต้องการไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศและในการประหยัดพลังงานดังนี้

ศักยภาพ	อาคาร	อุตสาหกรรม	รวม
1. การลดความต้องการพลังไฟฟ้า (MW)			
■ 2554	42.5	277	319.5
■ 2559	127.5	1,108	1,235
■ 2563	425	2,770	3,195
2. การลดการผลิตไฟฟ้า (โดยการไฟฟ้า)			
■ 2554	148.8	2,038	2,186.8
■ 2559	466.3	8,150	8,616.3
■ 2563	1,488	20,376	21,864
3. การประหยัดพลังงานปฐมภูมิ (ktoe)			
■ 2554	11.3	261.3	272.6
■ 2559	33.9	1,045.2	1,079.1
■ 2563	113	2,613	2,726

(2) ในภาพรวมการใช้ระบบ CHP ในอุตสาหกรรมและอาคารสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 3.5 ปี และ 9.7 ปี ตามลำดับ ซึ่งในกรณีหลังนี้ หากมี Feed-in tariff ที่สูงกว่าค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษานี้ (2.8 บาท/kWh) จะทำให้คืนทุนได้เร็วขึ้น

3.7 สรุปผลการประเมินศักยภาพ

ผลการประเมินศักยภาพพลังงานของภาคเศรษฐกิจหลักทั้ง 4 ภาค สรุปเป็นภาพรวมได้ดังตารางที่ 3.7-1 ซึ่งพบว่าในปี 2554 และ 2559 จะประหยัดพลังงานประมาณ 6,747 ktoe และ 14,318 ktoe หรือคิดเป็น 8.31 และ 13.62% ของพลังงานที่คาดว่าจะใช้ในแต่ละปี ตามลำดับ

ตารางที่ 3.7-1 Thailand Energy Saving Potentials in 2007, 2011 and 2016

	2007			2011			2016		
Sector	**Final Energy Consumption**	**Energy Saving Potential**	**Saving (%)**	**Final Energy Consumption**	**Energy Saving Potential**	**Saving (%)**	**Final Energy Consumption**	**Energy Saving Potential**	**Saving (%)**
Residential									
Electricity, GWh	30,108	500	**1.66**	37,911	2,244	**5.92**	49,401	6,547	**13.25**
Electricity, ktoe	2,589	43		3,260	193		4,248	563	
Heat, ktoe	7,643	102	**1.33**	9,442	634	**6.71**	12,331	1,646	**13.35**
Total, ktoe	**10,232**	**145**	**1.41**	**12,702**	**827**	**6.51**	**16,579**	**2,209**	**13.32**
Commercial									
Electricity, GWh	46,912	1,127.9	**2.40**	58,856	6,310	**10.70**	76,761	16,231	**21.10**
Electricity, ktoe	4,034	97	**2.4**	5,061	542	**10.70**	6,601	1,396	**21.10**
Heat, ktoe	455	5	**1.10**	517	15	**2.90**	680	35	**5.15**
Total, ktoe	**4,489**	**102**	**2.27**	**5,578**	**557**	**9.99**	**7,281**	**1,431**	**19.65**
Industry									
Electricity, GWh	62,971	567	**0.90**	79,731	3,590	**4.50**	103,764	8,842	**8.52**
Electricity, ktoe	5,415	49		6,856	308		8,923	761	
Heat, ktoe	19,197	192	**1.00**	23,890	1,197	**5.00**	31,194	3,119	**10.00**
Total, ktoe	**24,612**	**241**	**0.98**	**30,746**	**1,505**	**4.89**	**40,117**	**3,880**	**9.67**
Transportation Total, ktoe	**25,954**	**922**	**3.55**	**32,117**	**3,858**	**12.01**	**41,919**	**6,798**	**16.22**
Sub-total1, ktoe	**65,287**	**1,410**	**2.15**	**81,143**	**6,747**	**8.31**	**105,896**	**14,318**	**13.62**
Electricity, ktoe	12,308	189	1.53	15,177	1,043	6.87	19,772	2,720	13.75
Heat, ktoe	53,251	1,221	2.29	65,970	5,704	8.64	86,129	11,598	13.47
Total2, ktoe	**68,742**	**1,410**	**2.05**	**85,767**	**6,747**	**7.87**	**112,212**	**14,318**	**12.76**

1. Total of the 4 sectors, excluding agriculture
2. National total, including agriculture
Base year of calculation: 2005

CHP (Cogeneration) for building and industry treated separately

3.8 การจัดลำดับความสำคัญของมาตรการประหยัดพลังงาน

จากผลการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานดังกล่าวข้างต้น พบว่าภาคขนส่ง ภาคอาคารพาณิชย์ บ้านพักอาศัย และภาคอุตสาหกรรมมีศักยภาพการประหยัดพลังงานรวมประมาณ 6,654 ktoe หรือ ประมาณ 7.76% ของพลังงานที่คาดว่าจะใช้ในปี 2554 ศักยภาพดังกล่าวประเมินจากสมมติฐานที่ว่าในแต่ละภาคเศรษฐกิจมีการใช้มาตรการประหยัดพลังงานประเภทต่าง ๆ เช่น การใช้เตาหุ้งต้มและอุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประสิทธิภาพสูงในครัวเรือน การใช้ Building code กับอาคารพาณิชย์ เป็นต้น

เช่นเดียวกับกรณีศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน ศักยภาพของมาตรการประหยัดพลังงานแต่ละมาตรการมีทั้งเชิงปริมาณและเชิงคุณภาพ เช่น ต้นทุนที่ใช้ระยะเวลาคืนทุน และความยากง่ายในการดำเนินมาตรการและการใช้งาน ดังนั้น จึงได้พิจารณาจัดลำดับความสำคัญตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้น

3.8.1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญ

หลักการที่ใช้ในการจัดลำดับความสำคัญในกรณีนี้ เป็นหลักการเดียวกันกับกรณีของพลังงานหมุนเวียน นั่นคือ หลักการ 3As แต่ได้กำหนดเกณฑ์ให้สอดคล้องกับการประหยัดพลังงาน ดังแสดงในตารางที่ 3.8-1 พร้อมกับตัวประกอบการถ่วงน้ำหนักในกรณีที่เน้นเป้าหมายด้านความมั่นคงทางพลังงาน

ตารางที่ 3.8-1 เกณฑ์การจัดลำดับความสำคัญและตัวประกอบการถ่วงน้ำหนักกรณีมาตรการประหยัดพลังงาน

Dimension	Description	Weight
Availability	Estimated energy saving potential (current)	2.5
	Estimated energy saving potential (long term)	2.5
	Availability of Technology / products / services	2
	Investment cost per unit of energy saved (฿/GJ, ฿/kWh)	2
	Payback	2
	Contribution in total	***50%***
Accessibility	Accessibility to technology	2
	Need for government subsidy	2.5
	Ease of Implementation (including additional infrastructure)	2
	Ease of use and maintenance	2
	Contribution in total	***25%***
Acceptability	Potential to reduce energy import	2.5
	Potential to reduce energy expenditure	2
	Potential to reduce emission	1.5
	Possibility to develop technology locally up to commercialization level	1
	Potential for increasing local content	1
	Contribution in total	***25%***

3.8.2 ผลการจัดลำดับความสำคัญ

เช่นเดียวกับกรณีแหล่งพลังงานหมุนเวียน ผลการจัดลำดับความสำคัญมาตรการประหยัดพลังงาน พบว่า กรณีเน้นเป้าหมายด้านความมั่นคงกับกรณีเน้นการพัฒนาที่ยั่งยืนนั้น ไม่มีผลต่างที่เป็นนัยสำคัญ ทั้งนี้ ผลการจัดลำดับความสำคัญในเชิงความมั่นคงของแต่ละภาคเศรษฐกิจ แสดงในตารางที่ 3.8-2 โดยที่ในแต่ละภาค สามารถแบ่งกลุ่มลำดับได้ 3 กลุ่ม

เมื่อพิจารณาในภาพรวมทั้ง 4 ภาค โดยคำนึงถึงศักยภาพเชิงปริมาณของแต่ละมาตรการ ต้นทุนที่ใช้ ความยากง่ายในการดำเนินการและใช้งานเป็นหลัก พบว่า สามารถจัดกลุ่มมาตรการตามลำดับความสำคัญดังตารางที่ 3.8-3

ตารางที่ 3.8-2 ลำดับความสำคัญของมาตรการประหยัดพลังงานของภาคต่าง ๆ

ลำดับความสำคัญ	มาตรการ	คะแนนการจัดลำดับ (%)	ศักยภาพการประหยัดพลังงาน (ktoe)*
บ้านพักอาศัย			
1	การใช้เตาหุงต้มประสิทธิภาพสูง	80.6	634
2	การใช้เครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง	73.7	74
3	การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง	72.6	102
4	การออกแบบกรอบอาคารประหยัดพลังงาน	66.2	17
อาคารพาณิชย์			
1	การจัดการพลังงาน	78.8	n/a
2	การใช้อุปกรณ์ไฟส่องสว่างที่มีประสิทธิภาพ	77.5	124
3	การใช้เครื่องปรับอากาศที่มีประสิทธิภาพ	73.3	142
4	การใช้หม้อไอน้ำที่มีประสิทธิภาพ	73.2	26
5	การปรับปรุงกรอบอาคาร	70.8	118
6	การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ที่มีประสิทธิภาพ	70.2	64**
7	การใช้ระบบ CHP	60.6	11***
อุตสาหกรรม			
1	การจัดการพลังงาน	82.4	(ไม่มีข้อมูล)
2	การใช้หม้อไอน้ำ/เตาอย่างมีประสิทธิภาพ	74.9	1,195
3	การใช้เครื่องอัดอากาศอย่างมีประสิทธิภาพ	69.5	50
4	การใช้ระบบ Chiller อย่างมีประสิทธิภาพ	66.9	33
5	การใช้ระบบมอเตอร์อย่างมีประสิทธิภาพ	65.8	198
6	การใช้ระบบ CHP	61.1	261
ขนส่ง			
1	การบังคับใช้มาตรฐานและติดฉลากความสิ้นเปลืองของรถยนต์	72.3	469
2	การจัดการอุปสงค์การเดินทาง (TDM)	71.2	1,583
3	การใช้มาตรการทางภาษี	67.2	1,670
4	การใช้รถยนต์ไฮบริด	62.8	137
5	การใช้รถยนต์ NGV	62.3	620

** ศักยภาพการประหยัดพลังงานที่ประเมินสำหรับปี 2554 ในรูปของ Final energy consumption*

*** เฉพาะคอมพิวเตอร์*

**** พลังงานปฐมภูมิ*

*****ยังไม่รวมการบังคับมาตรฐานขั้นต่ำด้านความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์*

ตารางที่ 3.8-3 ลำดับความสำคัญของกลุ่มมาตรการประหยัดพลังงานในภาพรวม

ลำดับที่		กลุ่มมาตรการ	ศักยภาพเชิงปริมาณ (ktoe)	ลักษณะจำเพาะของมาตรการ
ความยากในการดำเนินการ	1	การจัดการพลังงานในอาคารและอุตสาหกรรม (Energy management)	(ไม่มีข้อมูล)	● ต้นทุนน้อยมาก คืนทุนเร็ว ● เป็นเงื่อนไขสำคัญสำหรับมาตรการอื่น ๆ (Pre-requisite) ● มีผลกระทบในวงกว้างภายในองค์กร
	2	การใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ประสิทธิภาพสูง (เตาหุงต้ม เครื่องปรับอากาศและเครื่องใช้ไฟฟ้าในครัวเรือน ไฟแสงสว่างในอาคาร)	672	● ศักยภาพเชิงปริมาณปานกลาง ● ติดตั้งและใช้งานง่าย ● ต้นทุนไม่สูง ● DSM เป็นเงื่อนไขสำคัญ
	3	การใช้เครื่องจักร/ระบบที่มีประสิทธิภาพ (ระบบหม้อไอน้ำ/เตาเผาอุตสาหกรรม ระบบ CHP ในอุตสาหกรรม) และระบบปรับอากาศและกรอบอาคาร	2,100	● ศักยภาพเชิงปริมาณสูง ● ต้องการทักษะในการออกแบบ/ติดตั้งและใช้งาน ● ต้นทุนค่อนข้างสูง
	4	การจัดการอุปสงค์การเดินทาง (TDM) และมาตรการทางภาษี	3,253	● ศักยภาพเชิงปริมาณสูงมาก ● ดำเนินการค่อนข้างยากเพราะต้องเกี่ยวข้องกับหลายหน่วยงาน ภฎระเบียบ ความยอมรับของประชาชน
	5	การใช้เชื้อเพลิงและเทคโนโลยียานยนต์ทางเลือก (NGV และ Hybrid Car)	757	● ศักยภาพเชิงปริมาณค่อนข้างสูง ● ต้องการโครงสร้างพื้นฐาน (เฉพาะ NGV) ● ต้นทุนสูง

ข้อสังเกตที่สำคัญจากการจัดลำดับดังกล่าวมีดังนี้

(1) การใช้มาตรการบริหารจัดการเป็นเครื่องมือในการประหยัดพลังงานทั้งในอาคารและอุตสาหกรรม (Energy management) ได้รับการจัดลำดับความสำคัญสูง เนื่องจากเป็นเงื่อนไขสำคัญที่จะเกื้อหนุนให้มาตรการอื่นๆ ประสบผลสำเร็จ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในการ

ปรับเปลี่ยนเจตคติและพฤติกรรมการตัดสินใจของผู้บริหาร และการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงานในองค์กร

(2) การใช้อุปกรณ์ / เครื่องใช้ประสิทธิภาพสูง เช่น เตาหุงต้ม เครื่องปรับอากาศ และระบบไฟฟ้าแสงสว่าง เป็นมาตรการที่ใช้ต้นทุนไม่สูง ดำเนินการได้ง่าย โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้ามีการดำเนินการด้าน DSM อย่างจริงจัง

(3) การใช้เครื่องจักร/ระบบในอาคารและอุตสาหกรรมที่มีประสิทธิภาพสูง หรือใช้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งได้แก่ ระบบหม้อไอน้ำ/เตาเผาอุตสาหกรรม ระบบปรับอากาศ การใช้ข้อบังคับการใช้พลังงานในอาคาร (Building code) และการใช้ระบบ Combined heat and power (CHP) เป็นมาตรการที่มีศักยภาพเชิงปริมาณสูงมาก แต่มีความยุ่งยากในระดับปานกลาง เพราะต้องใช้ทักษะด้านวิศวกรรมค่อนข้างสูง ต้นทุนสูง และบางกรณีต้องมีโครงสร้างพื้นฐาน (ท่อก๊าซธรรมชาติสำหรับ CHP)

(4) การจัดการอุปสงค์การเดินทาง (Travel Demand Management หรือ TDM) และการใช้มาตรการทางภาษีเป็นมาตรการที่มีศักยภาพเชิงปริมาณสูงมาก แต่การดำเนินการค่อนข้างยุ่งยาก เพราะต้องเผชิญความท้าทายหลายประการ โดยเฉพาะการดำเนินการด้าน TDM ต้องเกี่ยวข้องกับหลายหน่วยงาน และการใช้มาตรการทางภาษีด้วยการเก็บค่าธรรมเนียมการเดินทาง หรือเพิ่มภาษีน้ำมันจะมีผลกระทบต่อผู้ใช้รถค่อนข้างมาก

(5) การใช้เทคโนโลยีรถยนต์และเชื้อเพลิงทางเลือก ซึ่งได้แก่ การใช้ NGV และรถยนต์ไฮบริดเป็นมาตรการที่มีศักยภาพเชิงปริมาณค่อนข้างสูงในการทดแทน/ลดการใช้พลังงาน แต่ต้นทุนก็สูงเช่นกัน โดยเฉพาะการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน (กรณี NGV) และการนำเข้ารถยนต์ไฮบริด

เอกสารอ้างอิง
(ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก)

- **ภาคการขนส่ง**

1. เครือข่ายสารสนเทศด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย Available URL: http://www.teenet.chula.ac.th/
2. กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน Available URL: http://www.dede.go.th/dede/
3. ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร สำนักปลัดกระทรวงคมนาคม กระทรวงคมนาคม Available URL: http://portal.mot.go.th/
4. รายงานการศึกษาโครงการจัดทำแผนเพิ่มขีดความสามารถในการบริหารจัดการระบบการวางแผนการขนส่งและจราจร สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจรพฤษภาคม 2548
5. ฝ่ายสถิติ กลุ่มวิชาการและวางแผน สำนักจัดระบบการขนส่งทางบก การขนส่งทางบก Available URL: http://www.dlt.go.th/statistics_web/statistics.html
6. รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศูนย์ข้อมูลและแบบจำลองด้านการจราจรและการขนส่งระยะที่ 2 สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร ตุลาคม 2547
7. Chanchaona S, Suwantragul B, Sasivimolphan S, Jugjai S, Chuntasiriwan SA. Study of strategies for energy conservation in vehicles. Department of Mechanical Engineering, King Mongkut's University of Technology Thonburi (KMUTT), 1997.
8. Office of Technology Assessment (1994). Saving Energy in U.S. Transportation. OTA-ETI-589. Government Printing Office. Washington, DC
9. Victoria Transport Policy Institute. 2005, May. Energy Conservation and Emission Reduction Strategies(Online).Available URL:http://www.vtpi.org/tdm/tdm59.htm
10. Todd Litman. (2005). Efficient Vehicles Versus Efficient Transportation. Transport Policy . Volume 12. Issue 2. Pages 121-129
11. Terry V. Kraft-Oliver et. al (1998). Transportation Energy Efficiency Policy Paper. Prepare for National Energy Policy Office. Bangkok. Thailand

- **ภาคอาคารพาณิชย์และบ้านพักอาศัย**

1. แผนกวิจัยภาระไฟฟ้า กองเศราฐกิจพลังไฟฟ้า ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของระบบการไฟฟ้านครหลวงปีงบประมาณพ.ศ.2529 การไฟฟ้านครหลวง พ.ศ.2530
2. บริษัทเบอร์ราจำกัด รายงานลักษณะการใฟฟ้าในประเทศไทยประจำปี พ.ศ.2539 จัดทำเพื่อสำนักงานคณะกรรมมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ2540
3. คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพ.ศ.2547
4. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2547 กระทรวงพลังงานพ.ศ.2549
5. กรมแรงงาน การจัดประเภทมาตราฐานอุตสาหกรรม(ประเทศไทย) กระทรวงมหาดไทย พ.ศ.2515

- **ภาคอุตสาหกรรม**

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2546). รายงานพลังงานของประเทศไทย 2546, กระทรวงพลังงาน

2. สำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม (2547). รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาต้นทุนการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรม เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาพอุตสาหกรรมไทย, กระทรวงอุตสาหกรรม
3. สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ, URL:http://www.nesdb.go.th
4. Worrell,E.,Price,L and Galitsky, C.,May2004.Emerging Energy-Efficient Technologies in industry: Case Studies of Selected Technologies (Online).Available URL:http://64.70.252.93/newfiles/Final_Report/III_Efficiency/
5. Worrell,E.,Price,L and Galitsky, C.,2004.Emerging energy-efficient technologies for industry (Online).Available URL:http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=2928&context=lbnl
6. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, January 2005. Industrial Technologies program: Summary of Program Result for CY 2003 (Online).Available URL:http://www.pnl.gov/impacts/Canadian Industrial Energy Data and Analysis Centre (CIEEDAC)
7. Australian Greenhouse Office, September 2005, Benchmarking of Electric Motor Efficiency Levels in Five Asian Countries (Online).Available URL: http://www.apec-esis.org/whatsnew/AGO%20motors%20benchmarking%20report%20--%20draft%20--%2022apr05.zip
8. Turboccor, January 2004, Frictionless Compressor (Online).Available URL: http://www.turbocor.com/literature/pdfs/articles/frictionless.pdf#search=%22reprinted%20from%20%20hpac%20engineering%202004%22
9. ขุนพล สังข์อารียกุล (2548). คอมเพรสเซอร์แบบไร้แรงเสียดทาน, วาสารสมาคมเครื่องทำความเย็นไทย,ฉบับที่14,หน้า 6-8
10. Environmental Resources Management, Executive Summary–motor ,1999 (Online).AvailableURL:http://www.eppo.go.th/encon/MEPS/4 esmotors.pdf#search=%22ERM%201999%20%20motor%22
11. IEA Energy Technology Perspectives, 2006
12. Ernst Worrell, Lynn Poiec and Christina Gatitsky, “Emerging Energy-Efficient Technologies in Industry : Case studies of Selected Technologies”, Ornest Orlando Lawrence Berekley National Laboratory, (LBNL-54828), May 2004
13. Washington State University Cooperative Extension Energy Program, Energy Efficiency Fact Sheet: Centrifugal Chillers-High Efficiency, WSUCEEPOO-138, 2003
14. Energy Innovations Initiations Technical Fact Sheet on Chiller Systems, National Resources Canada, 2002

- **ระบบ CHP กับอาคารและอุตสาหกรรม**

1. Study of the economics of example cogeneration schemes; AEA Technology, July 2004 (File CHP – economy)
2. DEDE archives, Bangkok, 2005
3. Hadley, S. W., Kline, K. L., Livengood, S. E., Van Dyke, J. W.: Analysis of CHP Potential at Federal Sites, 2002, DOE, http://www.osti.gov/bridge
4. CDM Business opportunities: http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/thaienv.html
5. Clean Development Mechanism (CDM): http://unfccc.int/kyoto_mechanisms/cdm/items/2718.php
6. http://www.energy.pointcarbon.com
7. Pacudan, R., Lee, M-K.: Overview of the CDM market and CER,

8. 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
9. COUNCIL RESOLUTION of 18 December 1997 on a Community strategy to promote combined heat and power (98/C 4/01)
10. Thailand Energy Strategy and Policy, http://www.eppo.go.th
11. Thailand Energy Situation in 2003,
12. An Energy Overview of the Kingdom of Thailand, http://www.fe.doe.gov/international/EastAsia_and_Oceania/thaiover.html
13. PTT Public Company, http://www.pttplc.com
14. DISTRIBUTED ELECTRICAL AND HEAT ENERGY GENERATION IN THAILAND (Preliminary estimation of potential), D. Gvozdenac, Bangkok, Sep 2004 (report for JGSEE)
15. Cooling, Heating, and Power for Industry: A Market Assessment, Prepared for: Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy Washington, DC and Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, Prepared by: Resource Dynamics Corporation Vienna, VA, www.rdcnet.com, 2003
16. Potential Assessments for Implementation of Natural Gas in Industry, Bangkok, 2005-2006 (Reports 1 – 9 prepared for JGSEE)

- **อื่น ๆ**

1. รายงานผลสำรวจการใช้พลังงานในครัวเรือน โดย รศ.ดร. พจนีย์ ขุมมงคล, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ร่วมกับคณะพลังงานและวัสดุ มจธ, พ.ศ. 2544
2. รายงานการสำรวจภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักนายกรัฐมนตรี พ.ศ. 2548.
3. Button, K., Ngoe, N., and Hine, J. (1993), *Modelling Vehicle Ownership and Use in Low Income Countries,* Journal of Transport Economics and Policy, 27(1), 57-67.
4. Chanchaona S, Suwantragul B, Sasivimolphan S, Jugjai S, Chuntasiriwan SA. (1997), *Study of strategies for energy conservation in vehicles*, Department of Mechanical Engineering, King Mongkut's University of Technology Thonburi.
5. Electric power in Thailand 2005 Report, Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Ministry of Energy, Bangkok, Thailand.
6. National Economic and Social Development Board (NESDB), 2006. Population Projection for Thailand.
7. 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), pp. 367 – 395.
8. Thailand Energy Situation 2005 Report, Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Ministry of Energy, Bangkok, Thailand.
9. http://www.dlt.go.th/statistics_web/vehicle.html (Department of Land Transport (2005), *Number of vehicle registered in Thailand*, Ministry of Transport and Communications)
10. http:// www.fueleconomy.gov (Environmental Protection Agency (2006). *Fuel Economy Guide*, U.S. Department of Energy)
11. http://www.hybridcars.com/calculator/index.php
12. http://www.vtpi.org/tdm/tdm59.htm (Victoria Transport Policy Institute. (2005). Energy Conservation and Emission Reduction Strategies, TDM Encyclopedia, Updated December 14, 2005)

บทที่ 4 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

สรุปสาระสำคัญ (Key Findings)

1. *โครงการนี้ได้มีการประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนรวมทั้งสิ้น 71 ประเภทเทคโนโลยี ในสาขาต่าง ๆ ดังนี้*

สาขาเทคโนโลยี	*จำนวนเทคโนโลยีที่ประเมิน*	*สาขาเทคโนโลยี*	*จำนวนเทคโนโลยีที่ประเมิน*
1. การผลิตเอทานอล	*14*	*6. การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก*	*12*
2. การผลิตไบโอดีเซล	*6*	*7. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม*	*7*
3. การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล	*10*	*8. การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์*	*4*
4. การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ	*5*	*9. การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิสูง (CSP)*	*3*
5. การผลิตไฟฟ้าจากขยะ	*8*	*10. การผลิตความร้อนจากแสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิต่ำ (Solar thermal)*	*5*

2. *การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีดังกล่าวตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดขึ้น ได้คำนึงถึง 5 มิติ อันได้แก่ ศักยภาพเชิงปริมาณของแหล่งพลังงาน สมรรถนะและความยากง่ายในการใช้เทคโนโลยีในทางปฏิบัติ ข้อพิจารณาเชิงเศรษฐศาสตร์ ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี และโอกาสความเป็นไปได้ในการพึ่งพาตนเองด้านเทคโนโลยี ผลการจัดลำดับความสำคัญพบว่าเทคโนโลยีที่ควรได้รับการส่งเสริมให้นำไปใช้หรือพัฒนาเพิ่มเติมเพียงเล็กน้อยก็มีความพร้อมที่จะนำไปใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้มี 38 เทคโนโลยี ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซล เทคโนโลยีทางด้านการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล ขยะ และก๊าซชีวภาพ และเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก ส่วนเทคโนโลยีที่ยังต้องมีการส่งเสริมให้มีการพัฒนาเพื่อยกระดับความพร้อมที่จะใช้งานในเชิงพาณิชย์ในประเทศมี 17 เทคโนโลยี ซึ่งก็เป็นเทคโนโลยีในด้านดังกล่าวเช่นกัน*

3. *เทคโนโลยีที่มีความพร้อมหรือเกือบพร้อมและสมควรให้มีการส่งเสริมให้นำไปใช้ในเชิงพาณิชย์หรือให้มีการวิจัยประยุกต์ในอุตสาหกรรม หรือสาธิตเพื่อเตรียมความพร้อมในการใช้เชิงพาณิชย์ ได้แก่*

เทคโนโลยีที่พร้อมหรือเกือบจะพร้อมใช้งาน
การผลิตเอทานอล
Pretreatment/Fermentation
1. Ethanol batch fermentation
2. Ethanol fermentation using cascade fermenter
3. Continuous fermentation with yeast recycling
4. Simultaneous saccharification and co-fermentation
5. Cellulose hydrolysis by enzyme

เทคโนโลยีที่พร้อมหรือเกือบจะพร้อมใช้งาน
Separation
6. Direct-Steam distillation system
7. Multi-pressure distillation system
8. Molecular sieve dehydration system
9. Membrane pervaporation system
10. Azeotropic distillation system
การผลิตไบโอดีเซล
1. Basic conventional process
2. Continuous deglycerolization (CD) process
3. Two stage process
การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล
1. Conventional combustion system
2. Conventional combustion system + High-efficiency steam turbine
3. Fluidized-bed combustion system
4. Fluidized-bed combustion system + High-efficiency steam turbine
5. Suspension firing
6. Suspension firing + High-efficiency steam turbine
7. Co-firing of coal with biomass
การผลิตไบโอก๊าซ
1. Upflow anaerobic sludge blanket (UASB)
2. Anaerobic fixed film (AFF)
3. Anaerobic baffle reactor
4. Anaerobic cover lagoon
5. Completely stirred tank reactor
การผลิตไฟฟ้าจากขยะ
1. Refused-derived-fuel (RDF)
2. Anaerobic digestion
3. Landfill-gas-to-energy
การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก
1. <1 MW and >1 MW cross-flow, Run-of-river
2. <1 MW and >1 MW Pelton, Run-of-river
3. <1 MW and >1 MW Cross-flow, Reservior
4. <1 MW and >1 MW Francis, Reservior
5. <1 MW and >1 MW Pelton, Reservior

4. *เทคโนโลยีที่สมควรให้มีการส่งเสริมด้านการวิจัยและพัฒนาเพื่อยกระดับความพร้อมที่จะใช้งานในเชิงพาณิชย์ในประเทศโดยการวิจัยพื้นฐาน การพัฒนาต้นแบบ หรือการวิจัยประยุกต์ในระดับ Pilot scale ได้แก่*

กลุ่มเทคโนโลยีที่ยังต้องพัฒนา
การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล
1. Gasification –gas engine
2. Gasification – gas turbine

กลุ่มเทคโนโลยีที่ยังต้องพัฒนา
3. Integrated gasification combined cycle
การผลิตเอทานอล
1. Cellulose pretreatment by acid hydrolysis
2. Cellulose pretreatment by steam explosion
3. Cellulose hydrolysis by acid
4. Co-fermentation of xylose and glucose
การผลิตไบโอดีเซล
1. Enzyme lipes transesterification
2. Super critical methanol
3. Co-products production from glycerin
การผลิตไฟฟ้าจากขยะ
1. Incineration
2. Gasification
3. Pyrolysis
4. Plasma arc
5. Bioreactor-gas-to-energy
การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก
1. <1 MW and >1 MW Francis, Run-of river
2. Axial or 'bulb' turbine
การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ
1. Energy-crop to biogas
2. Agricultural wastes to biogas

5. *เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ส่วนใหญ่อาศัยการนำเข้า ยกเว้นกรณีการผลิตไบโอดีเซลระดับชุมชน การผลิตก๊าซชีวภาพ การผลิตความร้อนจากชีวมวลขนาดเล็กและกลาง และพลังน้ำขนาดเล็กมากที่มีการผลิตอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องภายในประเทศอยู่บ้าง ต้นทุนการผลิตพลังงานหมุนเวียนส่วนใหญ่ยังสูงกว่าพลังงานแบบปกติ (Conventional) จึงยังมีความจำเป็นต้องลดต้นทุนซึ่งอาจทำได้โดยการลดต้นทุนวัตถุดิบซึ่งเป็นปัจจัยที่สำคัญในแทบทุกกรณีที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง การใช้ระบบอุปกรณ์ที่มีอยู่อย่างมีประสิทธิภาพ (Optimization) การใช้ระบบอุปกรณ์ใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น และการออกแบบและผลิตอุปกรณ์/เครื่องจักรภายในประเทศ (Localization) เป็นต้น*

6. *เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตเอทานอลในปัจจุบันอาศัยการนำเข้าทั้งสิ้น วิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของการผลิตเอทานอล พบว่า ราคาขายของเอทานอลที่ผลิตจากมันเส้นและจากหัวมันสด ควรจะเป็น 16.97 บาท/ลิตร และ 18.40 บาท/ลิตรตามลำดับ และที่ผลิตจากกากน้ำตาลควรจะเป็น 23.48 บาท/ลิตร (IRR 22% คืนทุน 5 ปี) ซึ่งกรณีหลังนี้เป็นราคาที่ค่อนข้างสูงจึงควรหาแนวทางลดต้นทุนการผลิต เช่น การออกแบบและผลิตอุปกรณ์ที่ใช้ในกระบวนการผลิตภายในประเทศ (แทนแบบ Turnkey) ยกเว้นกรณีที่ผู้ประกอบการในภาคอุตสาหกรรมไทยยังผลิตไม่ได้หรือยังไม่คุ้มค่า เช่น เอนไซม์ที่ทนต่ออุณหภูมิต่ำกว่าปกติ ยีสต์ที่ทนต่ออุณหภูมิสูงกว่าปกติ Molecular sieve รวมทั้งการ Optimize กระบวนการผลิตทั้งโรงงาน อีกแนวทางหนึ่งคือการบูรณาการการผลิตเอทานอลกับการผลิตน้ำตาล และการบูรณาการการผลิตเอทานอลกับแป้งมันสำปะหลัง*

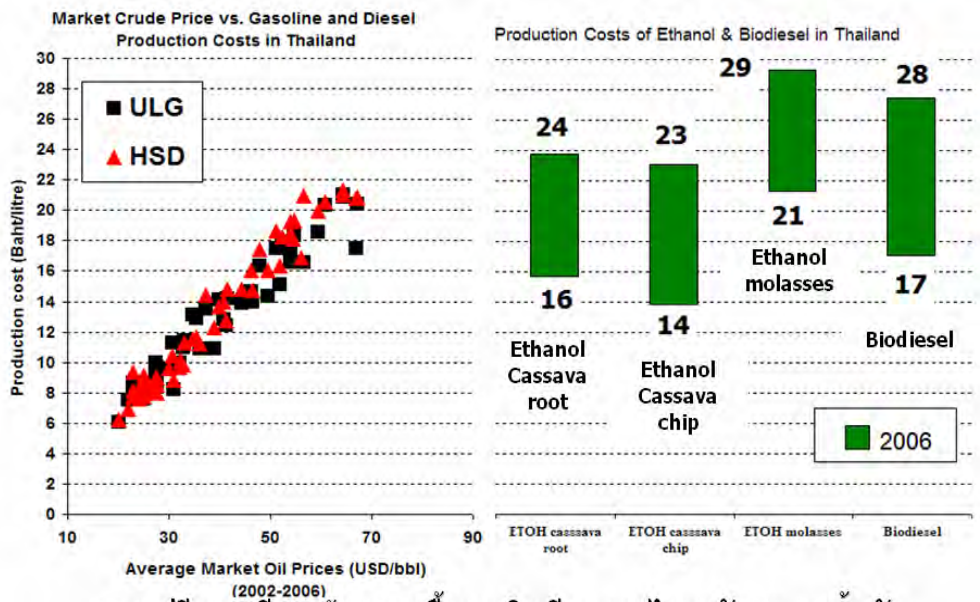
7. *เทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซลแบ่งออกเป็น 2 ระดับคือ ระดับชุมชนและระดับอุตสาหกรรม ปัจจุบันประเทศไทยสามารถออกแบบและสร้างโรงงานระดับชุมชนได้ แต่ยังขาดขีดความสามารถดังกล่าวในระดับอุตสาหกรรม ต้นทุนการผลิตไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์มขึ้นอยู่เทคโนโลยีและขนาด กำลังผลิตและราคาน้ำมันปาล์มดิบ ดังนี้*

เทคโนโลยี	*ขนาดกำลังผลิต*	*ต้นทุน*
Basic transesterification (batch)	*3-10 ล้านลิตร/ปี*	*19.00-26.40 บาท/ลิตร*
	> 30 ล้านลิตร/ปี	*16.90-22.20 บาท/ลิตร*
Transesterification (continuous deglycerolization)	*30-120 ล้านลิตร/ปี*	*16.00-22.00 บาท/ลิตร*

(หมายเหตุ ราคาน้ำมันปาล์มดิบ = 14-20 บาท)

ต้นทุนดังกล่าวยังค่อนข้างสูง จึงมีความจำเป็นต้องลดต้นทุนด้วยการเพิ่มผลผลิตน้ำมันปาล์ม เช่น การพัฒนาพันธุ์ปาล์ม และวิธีการปลูกปาล์ม การพัฒนาทักษะวิศวกรรมในการออกแบบและสร้างโรงงานผลิตไบโอดีเซล การบูรณาการผลิตไบโอดีเซลกับผลิตน้ำมันปาล์ม และการพัฒนาแนวทางการใช้ประโยชน์จากกลีเซอรีน เป็นต้น

8. *ผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของเชื้อเพลิงชีวภาพทั้ง 4 ชนิด (เอทานอล จากหัวมัน และจากมันเส้น เอทานอลจากกากน้ำตาลและไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมัน) เปรียบเทียบกับราคาน้ำมันปิโตรเลียม พบว่าหากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกต่ำกว่า 70 เหรียญสหรัฐ โอกาสที่จะผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลให้คุ้มทุนโดยไม่มีการอุดหนุนจากภาครัฐนั้นมีน้อย และหากราคาน้ำมันดิบลดลงต่ำกว่า 50 เหรียญสหรัฐ ก็จะไม่มีเชื้อเพลิงชีวภาพใด ๆ ที่จะผลิตได้อย่างคุ้มทุนโดยไม่มีการอุดหนุน ดังนั้นการพัฒนาระบบบริหารจัดการ (เช่น การผลิตแบบบูรณาการ) และการพัฒนาเทคโนโลยี เพื่อลดต้นทุนวัตถุดิบและการเพิ่มประสิทธิภาพของกระบวนการผลิตเชื้อเพลิงจึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง*



การเปรียบเทียบต้นทุนเชื้อเพลิงชีวภาพไทยกับราคาน้ำมัน

9. *การใช้ชีวมวลเป็นพลังงานในประเทศไทยส่วนใหญ่ใช้ในระบบ Cogeneration ซึ่งจากการเปรียบเทียบดัชนีบ่งชี้สมรรถนะต่างๆ เช่น Power to heat ratio และ Plant heat rate ที่ขนาด*

กำลังติดตั้งต่างๆ พบว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลของไทยยังด้อยกว่าสากลอยู่ค่อนข้างมาก เนื่องจากส่วนใหญ่มีขนาดเล็กและใช้เทคโนโลยีเก่า เทคโนโลยีที่ใช้มีทั้งแบบ Backpressure turbine และ Condensing turbine ส่วนเทคโนโลยีก้าวหน้าอย่างเช่น Extraction condensing turbine เริ่มมีการนำมาใช้ในโรงงานน้ำตาล ระบบเผาไหม้ที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นแบบตะกรับ (Stoker) ซึ่งมีการสร้างหม้อไอน้ำระบบดังกล่าวภายในประเทศสำหรับความดันต่ำและปานกลางขนาดไม่เกิน 100 ตันไอน้ำ/ชม. ส่วนเทคโนโลยี Gasification นั้นเริ่มมีการนำเข้าจากต่างประเทศบ้างสำหรับขนาดไม่เกิน 1 MWe ซึ่งมีปัญหาเรื่องน้ำมันดิน (Tar) มาก

โดยทั่วไป เมื่อราคาเชื้อเพลิงชีวมวลอยู่ระหว่าง 600-1,000 บาท/ตัน ระบบ Cogeneration ที่ใช้ Backpressure turbine ขนาด 1-10 MWe มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 1.4-2.2 บาท/kWh ส่วนระบบ Condensing turbine (ผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว) ขนาด 1-20 MWe ต้นทุนอยู่ที่ 2.2 – 3.6 บาท/kWh โอกาสการลดต้นทุนอยู่ที่ (1) การยกระดับระบบทั้งที่ใช้งานอยู่และที่จะติดตั้งใหม่โดยใช้ Extraction condensing turbine ในกรณีที่มีความเหมาะสม โดยเฉพาะอุตสาหกรรมน้ำตาล (2) การใช้ระบบการเผาไหม้ให้เหมาะกับคุณสมบัติของเชื้อเพลิง เช่น การใช้ระบบ Fluidized bed แทนการตะกรับ (Stoker) สำหรับแกลบ เนื่องจากมีปริมาณขี้เถ้าสูง และการใช้ระบบ Gasification แทนการเผาไหม้โดยตรงสำหรับทะลายปาล์ม เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาเถ้าหลอม เป็นต้น (3) การส่งเสริมการพัฒนาหม้อไอน้ำความดันปานกลางและสูงภายในประเทศ โดยเฉพาะแบบตะกรับและแบบ Fluidized bed นอกจากนี้ ยังควรมีการพัฒนาระบบกำจัดฝุ่น (Particulate matter) ที่เหมาะสมกับเชื้อเพลิงแต่ละประเภทโดยเฉพาะที่ใช้กับระบบขนาดกลางและเล็ก เพื่อลดปัญหามลพิษ

10. *ประเทศไทยมีการพัฒนาและใช้เทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพประเภท UASB, ACL และ AFF อย่างต่อเนื่อง ทำให้ต้นทุนการผลิตถูกกว่ากรณีที่นำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศค่อนข้างมาก อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีบางประเภทก็ยังมีโอกาสพัฒนาให้ต้นทุนถูกลงอีก เช่น AFF และสืบเนื่องจากนโยบายส่งเสริมการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซล ทำให้จำเป็นต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพที่เหมาะสมกับอุตสาหกรรมดังกล่าว นอกจากนี้ในอนาคตยังต้องคำนึงถึงเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและ Energy crop ซึ่งเป็นแนวโน้มใหม่ในยุโรปอีกด้วย*

11. *เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากขยะที่มีการใช้อยู่บ้างแต่ยังไม่แพร่หลาย ได้แก่ การเผา (Incineration) การผลิตก๊าซจากหลุมฝังกลบ (Landfill gas) และการผลิตก๊าซชีวภาพด้วยการหมักโดยระบบไร้อากาศ (AD) ซึ่งส่วนใหญ่ต้นทุนค่อนข้างสูง หากไม่รวมค่ากำจัดขยะด้วยจะไม่คุ้มทุน นอกเหนือจากเมืองใหญ่ๆ อย่างเช่น กรุงเทพมหานคร ซึ่งต้องใช้ระบบการเผาแล้ว เทคโนโลยีที่มีความเหมาะสมกับเทศบาลทั่วไปก็ยังมีข้อจำกัดและเงื่อนไขการใช้อยู่หลายประการ เช่น ระบบ AD ซึ่งควรจะใช้เป็นส่วนหนึ่งของระบบ Mecanical-Biological Treatment (MBT) ซึ่งกำลังได้รับความนิยมในต่างประเทศ ต้องมีระบบคัดแยกขยะรองรับที่ดี ระบบ landfill gas ยังขาดระบบการดึงก๊าซมาใช้ที่ดี เนื่องจากหลุมฝังกลบไม่ได้ออกแบบมาให้ใช้ก๊าซตั้งแต่ต้น ส่วน RDF นั้น ยังไม่มีตัวอย่างการผลิตในประเทศ จึงต้องมีการพัฒนาที่เกี่ยวข้องเพื่อให้ระบบดังกล่าวใช้ได้ผลตามที่คาดหวัง*

12. *ที่ผ่านมาประเทศไทยมีขีดความสามารถในการสร้างกังหันน้ำแบบ Cross-flow ขนาดเล็กที่ใช้ในระดับหมู่บ้าน และเมื่อเร็วๆ นี้ได้พัฒนาขีดความสามารถในการออกแบบและสร้างกังหันน้ำแบบ Axial flow ระดับต้นแบบขนาด 30-250 kW กังหันน้ำแบบนี้เหมาะสำหรับการใช้กับน้ำทิ้งท้ายเขื่อนขนาดใหญ่และเขื่อนชลประทาน รวมทั้งเขื่อนแบบ "Run-of-river" และเป็น*

เทคโนโลยีที่ได้รับการประเมินว่ามีลำดับความสำคัญสูงสุดสำหรับประเทศไทย การวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันน้ำแบบ Cross flow ขนาด 250 kW_e พบว่าต้นทุนอยู่ที่ 2.20 บาท/kWh หากมีการรับซื้อไฟฟ้าที่ 3.20 บาท/kWh ก็จะสามารถคืนทุนได้ภายใน 4 ปี หากคำนึงถึงผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม และความเป็นไปได้ในการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศด้วยแล้ว การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็กจึงเป็นทางเลือกที่มีความเหมาะสมอย่างยิ่ง

13. *ประเทศไทยมีประสบการณ์ในการใช้กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาด 150 kW_e และ พ.พ. กำลังจะติดตั้งกังหันลมขนาด 250 kW_e และ1.5 MW_e อย่างละตัวที่ จ.นครศรีธรรมราช ส่วน กฟผ.จะติดตั้งกังหันลมขนาด 2MW_e ที่ลำตะคอง จ.นครราชสีมา โดยนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศด้วยข้อจำกัดด้านความเร็วลม กังหันลมแบบ 3 ใบแนวนอนขนาดไม่เกิน 300 kW_e จึงได้รับการประเมินว่ามีความสำคัญสูงสำหรับประเทศไทย การวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดกลาง (250 kW_e ที่ Capacity factor 15%) พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณ 5-8 บาท/kWh สำหรับอัตราดอกเบี้ย 1-10% และสัดส่วนการใช้เงินกู้ 40-60% และจาก การวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางการเงิน (Sensitivity analysis) พบว่าโอกาสที่จะคุ้มทุนด้วยค่ารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่รัฐบาลกำหนด (2.50 บาท/kWh) อยู่ที่การเพิ่ม Local content เพื่อลดต้นทุนของระบบ เช่น กรณีกังหันลมขนาด 250 kW_e จะต้องลดต้นทุนจากประมาณ 80 ล้านบาท/MW_e ลงมาเหลือประมาณ 60 ล้านบาท/MW_e เป็นต้น*

14. *ในบริบทของประเทศไทย เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีความพร้อมมากที่สุดที่จะนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์ในระยะใกล้ถึงกลาง โดยคำนึงถึงความน่าเชื่อถือ ประสิทธิภาพ และราคา คือ เทคโนโลยี Amorphous silicon (A-Si) ส่วนในระยะยาว (หลัง 10 ปี) เทคโนโลยี CIS / CIGS มีแนวโน้มที่จะมาแทนที่ A-Si เพราะจะสามารถผลิตด้วยต้นทุนต่ำ และมีประสิทธิภาพสูงกว่า อย่างไรก็ตาม ด้วยต้นทุนที่สูงมากในปัจจุบันจึงยังต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อลดต้นทุนต่อไป ซึ่งในกรณีของประเทศไทยนั้น โอกาสสูงสุดอยู่ที่การส่งเสริมการพัฒนา Microcrystalline thin film และ Hybrid amorphous/crystalline*

15. *การใช้เทคโนโลยี CSP ในประเทศไทยมีข้อจำกัดด้านความเข้มรังสีตรงที่ค่อนข้างต่ำ เนื่องจากมีภูมิอากาศแบบร้อนชื้นซึ่งมีเมฆมากตลอดปี ยกเว้นบางพื้นที่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในอนาคตหากต้นทุนเทคโนโลยี CSP ต่ำลงจนมีความคุ้มทุน เทคโนโลยีที่อาจมีความเหมาะสมสำหรับประเทศไทยคือ Dish / Stirling engine system เนื่องจากใช้พื้นที่น้อย ดังนั้นจึงควรมีการวิจัยเพื่อสะสมองค์ความรู้พื้นฐานด้านการออกแบบ Receiver dish เพื่อใช้ร่วมกับ Stirling engine*

16. *การใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อนที่มีศักยภาพและความคุ้มค่าคือ การผลิตน้ำร้อน ซึ่งในกรณีของครัวเรือน ระยะเวลาคืนทุนเฉลี่ย คือประมาณ 6 ปี ส่วนในภาคธุรกิจ (อาคาร) คือ 6-9 ปี และในอุตสาหกรรมคือ 7-10 ปี ปัจจุบันประเทศไทยมีขีดความสามารถในการผลิตติดตั้งระบบดังกล่าว แต่จำนวนผู้ผลิตยังมีจำกัด และผู้ติดตั้งส่วนมากยังขาดทักษะในการออกแบบระบบและการบำรุงรักษา โอกาสการลดต้นทุนคือการพัฒนาแผงรับแสงอาทิตย์น้ำหนักเบาและราคาถูก เช่น การใช้วัสดุ Polymer แทนส่วนประกอบต่างๆ ในแผงแบบ Flat plate*

17. *โดยสรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทเป็นไปตามตารางซึ่งส่วนใหญ่ต้องการการอุดหนุนจึงจะคุ้มทุน*

การประเมินต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทได้ผลดังนี้

หน่วย : บาท/kWh

เทคโนโลยี	*ต้นทุน*	*เงื่อนไข*	*อัตราการรับซื้อภายใต้ VSPP + Adder*
1. Biomass	*1.40 – 2.20*	■ *Back – pressure turbine (1-10 MW_{ee})* ■ *เงินลงทุน 50-120 ล้านบาท / MW_e* ■ *ราคาชีวมวล 600 – 1,000 บาท / ตัน*	*3.50*
	2.20 – 3.60	■ *Condensing turbine (1-20 MW_{ee})* ■ *เงินลงทุน 50ล้านบาท / MW_e* ■ *ราคาชีวมวล 600-1,000 บาท/ตัน*	
2. Biogas ■ *Pig farm*	*0.80* *1.65*	■ *ขนาด 10,000 ลบ.ม. ก๊าซต่อวัน* ■ *เทคโนโลยีในประเทศ* ■ *เทคโนโลยีต่างประเทศ*	*3.50*
■ *Wastewater* *(Casava starch)*	*0.45* *2.20*	■ *เทคโนโลยีในประเทศ* ■ *เทคโนโลยีต่างประเทศ*	
3. MSW	*4.25*	■ *ขนาดโรงเผาขยะ 1,000 ตันต่อวัน* ■ *ดอกเบี้ยเงินกู้ 6%* ■ *อายุโครงการ 15 ปี* ■ *เงินลงทุน 5,005 ล้านบาท*	*5.70*
4. Wind	*8.90*	■ *กังหันลมขนาด 250 kWp* ■ *ต้นทุนระบบ 20 ล้านบาท* ■ *ดอกเบี้ย 7%* ■ *Plant capacity factor 15%* ■ *อายุโครงการ 20ปี*	*5.70*
	5.95	■ *กังหันลมขนาด 1.5 MW_e* ■ *ต้นทุนระบบ 70 ล้านบาท* ■ *ดอกเบี้นเงินกู้ 7%* ■ *Plant capacity factor* ■ *อายุโครงการ 20 ปี*	
5. Small hydro	*2.20*	■ *กังหันน้ำขนาด 250 kW_e* ■ *Plant capacity factor 44%* ■ *เงินลงทุน 14 ล้านบาท* ■ *ดอกเบี้ยเงินกู้ 7%* ■ *อายุโครงการ 20 ปี*	*4.00 (< 50 kW)* *3.70 (> 50 kW)*
6. PV	*12.20*	■ *เงินลงทุน 203 บาท / kW_p* ■ *ระยะเวลาโครงการ 25 ปี* ■ *ดอกเบี้ยเงินกู้ 5%* ■ *อัตราการผลิตไฟฟ้า 1,200 kWh / kW_p / yr หรือ Plant capacity factor ~ 14%*	*11.20*

4.1 คำนำ

ในการเลือกใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ นั้น นอกจากจะต้องคำนึงถึงศักยภาพในเชิงปริมาณ ความคุ้มค่า และความยากง่ายในการนำแหล่งพลังงานนั้นๆ มาใช้แล้ว ปัจจัยสำคัญปัจจัยหนึ่งที่ต้องพิจารณาประกอบด้วย คือ เทคโนโลยีในการแปลงแหล่งทรัพยากรพลังงานนั้นให้อยู่ในรูปที่พร้อมใช้งาน ไม่ว่าจะเป็นเชื้อเพลิง ความร้อน หรือไฟฟ้า ซึ่งจะต้องมีการประเมินให้เห็นถึงข้อดีข้อเสียในแง่มุมต่างๆ และจัดลำดับความสำคัญ ดังนั้นโครงการวิจัยนี้ จึงได้ทำการประเมินเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ โดยเนื้อหาการประเมินประกอบด้วย

(1) สถานภาพของเทคโนโลยีประเภทหลักๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตและการใช้พลังงานหมุนเวียน ทั้งในทางสากลและในประเทศไทย โดยพิจารณาถึงระดับความก้าวหน้าของเทคโนโลยีว่าอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนาหรือขั้นการใช้งานเชิงพาณิชย์ และแนวโน้มของการพัฒนาในอนาคต

(2) เปรียบเทียบข้อดีข้อเสีย หรือจุดเด่นจุดด้อยของแต่ละเทคโนโลยี โดยคำนึงถึงประสิทธิภาพและสมรรถนะ ความซับซ้อนของเทคโนโลยี ต้นทุนและค่าใช้จ่าย และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

(3) การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของเทคโนโลยีหลักๆ โดยคำนึงถึงต้นทุนของเครื่องจักร/อุปกรณ์ ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานที่ผลิตได้ ความคุ้มค่าในการลงทุน หรือระยะเวลาการคืนทุนภายใต้เงื่อนไขต่างๆ (เช่น ราคาน้ำมัน อัตราดอกเบี้ย ฯลฯ) รวมถึงการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity analysis)

(4) การวิเคราะห์ศักยภาพเชิงตลาด โดยพิจารณาจำนวนหน่วยพลังงานหรือกำลังผลิตติดตั้งหรือเครื่องจักร/อุปกรณ์ หรือระบบที่คาดว่าจะมีโอกาสนำไปใช้งานจริง

(5) การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีหลักๆ โดยผู้เชี่ยวชาญที่ได้รับเชิญในแง่ของความเหมาะสมในการนำไปใช้งาน และ/หรือ การพัฒนาให้สามารถใช้งานได้ในประเทศ

(6) วิเคราะห์ปัญหาและอุปสรรคที่เกิดขึ้นหรือคาดว่าจะเกิดขึ้นในการนำเทคโนโลยีดังกล่าวไปใช้งาน โดยคำนึงถึงปัญหาและอุปสรรคทั้งทางด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ ตลาด และกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง

(7) ช่องว่างองค์ความรู้ หรือขีดความสามารถภายในประเทศเมื่อเทียบกับสากลในอันที่จะประยุกต์ใช้ และ/หรือ พัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง

ทั้งนี้ การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีสำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละรูปแบบนั้น อาศัยการให้ผู้เชี่ยวชาญที่รับเชิญให้คะแนน (ระหว่าง 1-5 คะแนน) ในหลักเกณฑ์ (Criterior) แต่ละข้อซึ่งจัดกลุ่มภายใต้ 4 มิติ ดังนี้

ตารางที่ 4.1-1 เกณฑ์และระดับคะแนนในการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีสำหรับพลังงานหมุนเวียน

Criteria	Rate
1. Performance and Practicality	**Overall**
1.1 Efficiency	**1** low — **5** high
1.2 Reliability	**1** low — **5** high
1.3 Safety	**1** low — **5** high
1.4 Operator skill required	**1** high skill required — **5** low skill required
1.5 Environmental impacts	**1** strong impact — **5** low impact
1.6 Ease of implementation	**1** difficult — **5** easy
2. Economics	**Overall**
2.1 Cost of installation	**1** high cost — **5** low cost
2.2 Cost of energy delivered	**1** high cost — **5** low cost
2.3 Environment cost	**1** high cost — **5** low cost
2.4 Return on investment/payback	**1** low/slow — **5** high/ fast
3. Maturity of technology (internationally)	**Overall**
3.1 Current status	**1** = R&D level **2** = Pilot scale level **3** = Demonstration level **4** = Proven **5** = Fully commercialized
3.2 Expected to be commercialized within	**1** = > 10 years **2** = 7 – 10 years **3** = 5 – 7 years **4** = 3 – 5 years **5** = 0 – 3 years
4. Technological self-reliance	**Overall**
4.1 Potential for increasing local content	**1** low — **5** high
4.2 Potential for increasing local technology development	**1** low — **5** high
4.3 Scope for complete localization of technology (including design and manufacture)	**1** = > 10 years **2** = 7 – 10 years **3** = 5 – 7 years **4** = 3 – 5 years **5** = 0 – 3 years

เทคโนโลยีของกลุ่มพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการประเมินและจัดลำดับดังนี้

(1) การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอล ไบโอดีเซล)

(2) การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ

(3) การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์

(4) การผลิตความร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์

โดยที่รายละเอียดการประเมินทั้งหมดปรากฏในรายงานซึ่งเป็นภาคผนวกของรายงานนี้ จำนวน 11 ฉบับ ในที่นี้จะสรุปเฉพาะสาระสำคัญของรายงานดังกล่าว

4.2 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตเอทานอล

4.2.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview)

ปัจจุบันการผลิตเอทานอลในระดับอุตสาหกรรมใช้วัตถุดิบประเภทแป้งและน้ำตาล ส่วนวัตถุดิบเซลลูโลสซึ่งมีศักยภาพสูงได้รับความสนใจทั่วโลก และมีการวิจัยและพัฒนาจนถึงขั้นที่มีการสร้างโรงงานต้นแบบ/สาธิตแล้ว รูปที่ 4.2-1 แสดงถึงเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ใช้ในแต่ละขั้นตอนการผลิตเอทานอลจากชีวมวล ซึ่งจำแนกเป็นเทคโนโลยีที่ใช้ในปัจจุบันทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ และเทคโนโลยีที่พัฒนาและคาดว่าจะมีการใช้งานในอนาคต

4.2.1.1 การผลิตเอทานอลจากวัตถุดิบประเภทแป้งและน้ำตาล

ขั้นตอนการผลิตเอทานอลจากวัตถุดิบประเภทแป้งและน้ำตาล โดยทั่วไปมีดังนี้ (รูปที่ 4.2-1)

(1) การเปลี่ยนแป้งให้เป็นน้ำตาล (สำหรับวัตถุดิบประเภทแป้ง) (Hydrolysis)

เทคโนโลยีที่ใช้โดยทั่วไปแบ่งออกได้เป็น 2 วิธี คือ การใช้สารเคมี (กรดหรือด่าง) และการใช้เอนไซม์ ซึ่งใช้กับโรงงานสุราในประเทศเป็นหลัก

(2) การหมักน้ำตาลให้เป็นเอทานอล (Fermentation)

สารละลายน้ำตาลที่ได้จากการเปลี่ยนแป้งให้เป็นน้ำตาล หรือสารละลายน้ำตาลที่ได้จากน้ำอ้อย หรือจากการเจือจางกากน้ำตาลจะถูกนำไปเติมสารอาหารที่จำเป็นต่อการเจริญเติบโตของเชื้อจุลินทรีย์ แล้วฆ่าเชื้อด้วยความร้อน จากนั้นปรับสภาพ pH ให้เหมาะสมต่อการหมักต่อไป ปัจจุบันเทคโนโลยีส่วนใหญ่ที่ใช้ในการหมักน้ำตาลให้เป็นเอทานอลมีอยู่ 2 แบบ คือ แบบกะและแบบต่อเนื่อง การหมักแบบกะเป็นการหมักโดยใส่หัวเชื้อและน้ำหมักลงในถังใบเดียวกันจนการหมักเสร็จสิ้นในเวลาประมาณ 48-72 ชั่วโมง ส่วนการหมักแบบต่อเนื่อง เป็นการหมักโดยใส่หัวเชื้อและน้ำหมักลงในถังหมักใบแรก และปล่อยให้มีการไหลล้นไปสู่ถังใบที่ 2, 3, 4 หรือ 5 โดยอาจมีการเติมเชื้อและสารละลายน้ำตาลเพิ่มเติมในแต่ละถัง จนกระทั่งได้ความเข้มข้นของเอทานอลที่ต้องการในถังใบสุดท้าย น้ำหมักที่ได้จะผ่านเครื่องแยกเซลล์เพื่อนำเซลล์ยีสต์มาล้างด้วยกรดและบางส่วนนำกลับมาป้อนลงถังหมักใบแรกผสมกับน้ำหมักที่เข้ามาใหม่ต่อไป

นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาเทคโนโลยีการย่อยแป้ง และหมักน้ำตาลให้เป็นเอทานอลพร้อมกันไปในขั้นตอนเดียว (Simultaneous Saccharification and Fermentation; SSF) ซึ่งช่วยให้มีประสิทธิภาพในการใช้น้ำตาลที่ย่อยได้ และทำให้ประสิทธิผลของการหมักเอทานอลสูงขึ้น

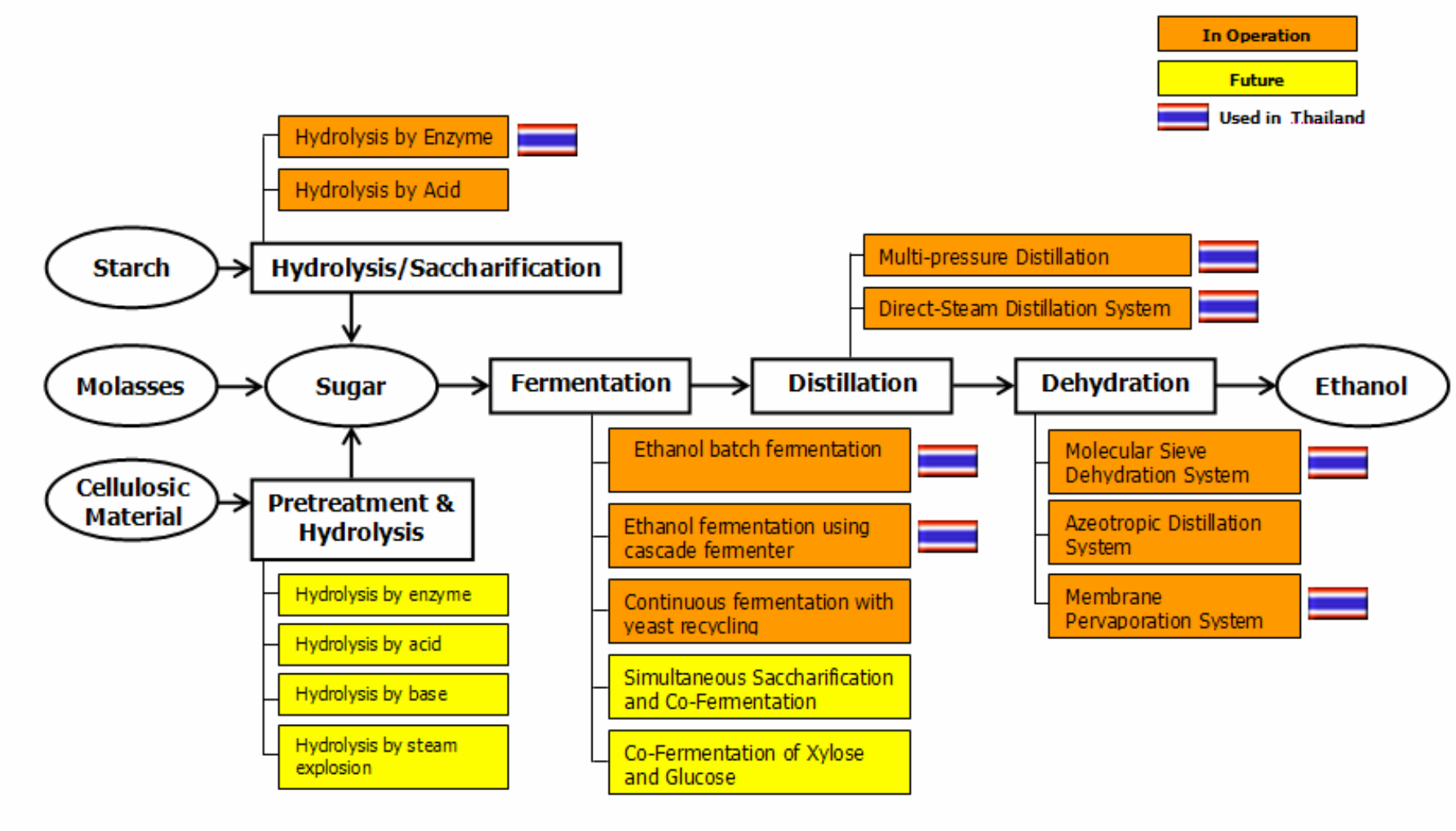
(3) การทำเอทานอลให้บริสุทธิ์

เทคโนโลยีที่ใช้ แบ่งออกได้เป็น 2 ขั้นตอนหลักคือ ขั้นตอนการกลั่นเพื่อเพิ่มความเข้มข้นของเอทานอลเป็น 95.5% โดยปริมาตร (ไม่สามารถเพิ่มความเข้มข้นให้สูงขึ้นอีกด้วยการกลั่นปกติ) ซึ่งมักออกแบบเป็น 2 หอ และมีการให้ความร้อนกับหอกลั่นแบบฉีดไอน้ำตรงและ/หรือผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน รวมถึงออกแบบให้มีการแลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างหอทั้งสองเพื่อลดการใช้พลังงานในการกลั่น และขั้นตอนการทำเอทานอลให้บริสุทธิ์ (99.8% โดยปริมาตร) ซึ่งมีเทคโนโลยีหลายแบบด้วยกัน เช่น การกลั่นแบบอะซิโอโทรป การดูดซับน้ำโดยใช้สารดูดซับ หรือ การใช้เยื่อแผ่น เป็นต้น ปัจจุบันอุตสาหกรรมเชื้อเพลิงเอทานอทเลือกใช้เทคโนโลยีสารดูดซับมากที่สุด

4.2.1.2 การผลิตเอทานอลจากวัตถุดิบเซลลูโลส

กากชีวมวลประเภทเซลลูโลสเป็นวัตถุดิบสำหรับการผลิตเอทานอลที่น่าสนใจมาก เนื่องจากสารจำพวก Lignocellulose นี้มีมาก หาได้ง่าย มีราคาถูก นอกจากนั้น ยังเป็นกากหรือวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร โครงสร้างของกากชีวมวลที่เป็น Lignocellulose ที่นำมาใช้ส่วนใหญ่ประกอบด้วยสารหลักๆ 3 ชนิดคือ เซลลูโลส (40-60%) เฮมิเซลลูโลส (20-40%) และลิกนิน (10-25%) ในวัสดุชีวมวลแต่ละประเภทจะมีสัดส่วนของสารเหล่านี้ที่แตกต่างกันออกไป ขึ้นอยู่กับชนิดของพืช และสภาวะที่พืชเจริญเติบโต

เนื่องจากเซลลูโลสและเฮมิเซลลูโลสเป็นสารที่มีความเสถียรสูง การนำมาผลิตเอทานอลจำเป็นต้องมีการปรับสภาพวัตถุดิบ (Pretreatment) ให้เหมาะกับการ Hydrolyze เพื่อให้ได้สารละลายน้ำตาล ซึ่งสามารถหมักต่อเป็นเอทานอลได้โดยใช้กระบวนการที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2.1.1 เทคโนโลยีที่ใช้สำหรับการปรับสภาพวัตถุดิบได้แก่ วิธีทางกายภาพ คือ การบดย่อยด้วยเครื่องมือกล การระเบิดด้วยไอน้ำ วิธีทางเคมี คือ การใช้กรด/ด่าง และวิธีทางชีวภาพโดยใช้รา ส่วนการ Hydrolyze เซลลูโลส สามารถใช้วิธีทางเคมี (กรด/ด่าง) และวิธีทางชีวภาพ (เอนไซม์เซลลูเลส) ขั้นตอนทั้งสองนี้ทำให้ต้นทุนการผลิตสูง ไม่สามารถแข่งขันด้านราคากับเชื้อเพลิงฟอสซิลและเอทานอลที่ได้จากวัตถุดิบแป้งและน้ำตาลได้



รูปที่ 4.2-1 Bioethanol Technology Overview

4.2.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่าง ๆ

ตารางที่ 4.2.-1 สรุปจุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตเอทานอลจากชีวมวล

จากการสำรวจเทคโนโลยีผลิตเอทานอลทั้งในและต่างประเทศที่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์ พบว่าการผลิตเอทานอลจากวัตถุดิบประเภทแป้ง และน้ำตาล ประกอบด้วยขั้นตอนหลักต่างๆ เหมือนกัน จะต่างกันในส่วนของการเตรียมวัตถุดิบ และลักษณะของกระบวนการในบางขั้นตอนเท่านั้น ซึ่งเมื่อพิจารณาทางด้านเทคโนโลยีในการผลิตแล้ว ควรเลือกวิธีการผลิตในแต่ละขั้นตอนดังนี้

การหมักน้ำตาลให้เป็นเอทานอล ควรใช้วิธีการหมักแบบกะหรือแบบต่อเนื่องแบบปกติ เนื่องจากมีความซับซ้อนน้อยกว่า ง่ายต่อการปฏิบัติงานเมื่อเทียบกับวิธีแบบต่อเนื่องที่มีการแยกยีสต์กลับมาใช้ใหม่ ถึงแม้ว่าวิธีหลังจะมีประสิทธิภาพ หรือใช้จำนวนถังหมักน้อยกว่าก็ตาม ทั้งนี้เนื่องจากวิธีนี้มีโอกาสปนเปื้อนจากจุลินทรีย์ประเภทแบคทีเรียที่สามารถใช้น้ำตาลได้เร็วกว่ายีสต์ อีกทั้งสามารถทนเอทานอลที่ความเข้มข้นสูงได้

สำหรับการหมักแบบกะ และแบบต่อเนื่องมีข้อดีข้อเสียต่างกันไป โดยที่แบบกะจะใช้จำนวนถังหมักมากกว่าแบบต่อเนื่อง สามารถควบคุมสภาวะในการหมักแต่ละถังแยกออกจากกัน ทำให้เมื่อเกิดการปนเปื้อนจะไม่ทำให้สูญเสียผลิตภัณฑ์ทั้งหมด เมื่อเทียบกับแบบต่อเนื่องที่ต้องควบคุมทุกๆ ถังในระบบ และเสี่ยงต่อการสูญเสียผลิตภัณฑ์จำนวนมากหากเกิดการปนเปื้อนลุกลามขึ้น แต่การหมักแบบกะต้องใช้สารเคมีและจำนวนคนในการทำงานมากกว่า เนื่องจากต้องมีการล้างและทำความสะอาดถังแต่ละใบที่ทุกๆ รอบของการหมัก ดังนั้นหากโรงงานมีบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญในการควบคุมการหมักดีพอ ควรเลือกใช้วิธีการหมักแบบต่อเนื่องเพื่อลดจำนวนถังที่ใช้ รวมทั้งจำนวนคนและสารเคมีที่จำเป็นในการทำงานอีกด้วย

ในกรณีที่ใช้มันสำปะหลังเป็นวัตถุดิบ ซึ่งจำเป็นต้องมีการย่อยแป้งให้เป็นน้ำตาลก่อนการหมัก ควรเลือกใช้วิธีย่อยแป้งให้เป็นน้ำตาลให้หมดก่อนจึงนำน้ำเชื่อมที่ได้ไปใช้ในการหมัก การใช้วิธีย่อยแป้งพร้อมๆ กับการหมักในถังใบเดียวกันที่มีหลายบริษัทเสนอนั้นมีข้อดีหลายประการ เช่น ลดจำนวนถัง และอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ได้ อย่างไรก็ตามอาจต้องใช้เอนไซม์พิเศษที่สามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิต่ำกว่าอุณหภูมิย่อยแป้งตามปกติ อีกทั้งยีสต์ที่ใช้อาจต้องเป็นสายพันธุ์พิเศษที่ต้องสามารถทนอุณหภูมิได้สูงกว่าอุณหภูมิของการหมักตามปกติด้วย ดังนั้นการย่อยแป้งพร้อมกับการหมักจะต้องมีค่าใช้จ่ายในส่วนเหล่านี้เพิ่มขึ้น รวมทั้งต้องการบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญด้านนี้เป็นพิเศษอีกด้วย

การกลั่นเอทานอลให้บริสุทธิ์ โดยทั่วไปในโรงกลั่นสุรามักใช้หอกลั่นทำงานที่ความดันบรรยากาศ และมีการใช้ไอน้ำฉีดเข้าไปในหอกลั่นเพื่อให้ความร้อนโดยตรง ซึ่งวิธีนี้ไม่จำเป็นต้องใช้หม้อต้มซ้ำสำหรับแต่ละหอทำให้ประหยัดเงินลงทุนด้านอุปกรณ์ แต่จะมีการใช้ไอน้ำในปริมาณ

ตารางที่ 4.2-1 จุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลประเภทต่างๆ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
1. Ethanol batch fermentation	■ ง่ายต่อการเดินเครื่อง ■ เสี่ยงต่อการปนเปื้อนจากแบคทีเรียน้อย	■ ใช้ถังหมักจำนวนมากหมุนเวียนกัน ■ ใช้สารเคมีในการล้างถัง และไอน้ำในการฆ่าเชื้อในแต่ละรอบการหมัก	■ เป็นเทคโนโลยีที่ใช้กันมานาน และเป็นเทคโนโลยีที่ใช้ในโรงงานสุราส่วนใหญ่ในประเทศไทย
2. Ethanol fermentation using cascade fermenter	■ ใช้ถังหมักจำนวนน้อยกว่าการหมักแบบกะโดยทั่วไป ทำให้ลงทุนต่ำกว่า ■ เป็นระบบต่อเนื่อง จึงไม่ต้องหยุดล้างถังทุกรอบการหมัก และใช้สารเคมีในการล้างถังและการฆ่าเชื้อน้อยกว่า	■ ใช้ประสบการณ์ในการเดินเครื่องมากกว่าการหมักแบบกะ ■ เสี่ยงต่อการปนเปื้อนจากแบคทีเรียมากกว่าการหมักแบบกะ	■ เป็นเทคโนโลยีที่บริษัทผู้ขายเทคโนโลยีมักนำเสนอ เนื่องจากได้รับการพัฒนาจนเป็นที่ยอมรับ และมีเงินลงทุนน้อยกว่าระบบหมักแบบกะ
3. Continuous fermentation with yeast recycling	■ มีค่าผลผลิตจากการหมักที่สูง เนื่องจากมีการแยกยีสต์ออกจากน้ำหมักและนำกลับมาใช้ใหม่ ■ ทำการหมักได้อย่างต่อเนื่องเป็นเวลานานโดยไม่ต้องหยุดระบบการทำงาน	■ ใช้ประสบการณ์สูงในการเดินเครื่อง และต้องใช้การควบคุมอย่างแม่นยำ เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาการปนเปื้อน	■ เป็นเทคโนโลยีที่ต้องมีเครื่องเหวี่ยงแยกยีสต์เพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ ซึ่งมีราคาแพง
4. Simultaneous Saccharification and Co-Fermentation	■ สามารถเปลี่ยนแป้งให้เป็นน้ำตาลและหมักเอทานอลได้ในถังเดียวกัน ทำให้ลดเงินลงทุน ลดเวลาในการย่อยแป้งและการหมัก และลดพลังงานที่จำเป็นในขั้นตอนเหล่านี้	■ ใช้ประสบการณ์สูงในการเดินเครื่อง และต้องใช้การควบคุมอย่างแม่นยำ ■ ต้องใช้ยีสต์สายพันธุ์ที่สามารถทนอุณหภูมิได้สูงกว่าปกติ เนื่องจากสภาวะในถังมีอุณหภูมิสูงกว่าในการหมักปกติ เพื่อให้เอนไซม์ที่ใช้ย่อยแป้งทำงานได้ หรือต้องใช้เอนไซม์ชนิดพิเศษที่สามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิการหมัก	■ เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาเพื่อใช้กับวัตถุดิบประเภทแป้ง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกับเมล็ดข้าวโพดในสหรัฐอเมริกา ■ ยังไม่มีรายงานการประยุกต์ใช้กับมันสำปะหลัง ในระดับนานาชาติ ยกเว้นการทดลองใช้ในระดับโรงงานต้นแบบที่ องค์การสุรา บางคล้า โดยม.เกษตร
5. Cellulose Pretreatment	■ วิธีการง่ายไม่ซับซ้อน	■ มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการกำจัดกรดที่	■ เป็นวิธีพื้นฐานที่นิยมใช้กันโดยทั่วไป ในระดับ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
by Acid Hydrolysis	■ ค่าใช้จ่ายถูก	ใช้ในการปรับสภาพ	ห้องปฏิบัติการ และโรงงานต้นแบบต่างๆ
6. Cellulose Pretreatment by Steam Explosion	■ ไม่ต้องใช้กรดซึ่งโดยทั่วไปเป็นกรดซัลฟูริกในการปรับสภาพ ทำให้ไม่มีปัญหาสิ่งแวดล้อมในการกำจัดกรด	■ มีค่าใช้จ่ายสูงในการปฏิบัติงาน และมีเงินลงทุนด้านอุปกรณ์สูงด้วย	■ เป็นวิธีค่อนข้างใหม่และส่วนใหญ่ยังอยู่ในระดับห้องปฏิบัติการ เนื่องจากยังมีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์ต่ำ
7. Cellulose Hydrolysis by Acid	■ วิธีการง่ายไม่ซับซ้อน ■ ค่าใช้จ่ายถูกเช่นเดียวกับการปรับสภาพ	■ มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการกำจัดกรดที่ใช้ในการย่อยเซลลูโลส	■ เป็นวิธีพื้นฐานที่นิยมใช้กันโดยทั่วไป ในระดับห้องปฏิบัติการ และโรงงานต้นแบบต่างๆ เช่นเดียวกับการใช้กรดในการปรับสภาพ
8. Cellulose Hydrolysis by Enzyme	■ ไม่ใช้กรดซึ่งมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ	■ เอนไซม์ที่ใช้ยังมีราคาค่อนข้างแพง และมี activity ไม่สูงมาก ทำให้ต้องใช้ในปริมาณมาก	■ เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการสนับสนุนและพัฒนาไปอย่างมากในต่างประเทศ ซึ่งเทคโนโลยีนี้น่าจะเป็นเทคโนโลยีพื้นฐานที่ใช้กันในอนาคตสำหรับการผลิตเอทานอลจากเซลลูโลส
9. Co-Fermentation of Xylose and Glucose	■ สามารถเพิ่มผลผลิตเอทานอลได้จากการหมักน้ำตาลที่มีคาร์บอน 5 และ 6 อะตอม ■ การหมักทำได้ในถังเดียวกัน ลดขั้นตอนการผลิตลงได้	■ ต้องใช้จุลินทรีย์ชนิดพิเศษที่สามารถเปลี่ยนน้ำตาลที่มีคาร์บอน 5 และ 6 อะตอมให้เป็นเอทานอลได้ การวิจัยในปัจจุบันมักใช้แบคทีเรีย Z. Mobilis ที่ได้รับการตัดแต่งพันธุกรรม ซึ่งยังได้ผลไม่ดีเท่าที่ควร	■ อยู่ในขั้นวิจัยและพัฒนาในระดับห้องปฏิบัติการและโรงงานต้นแบบ
10. Direct-Steam Distillation System	■ อุปกรณ์การกลั่นมีความซับซ้อนน้อย ■ ง่ายต่อการเดินเครื่องเนื่องจากเทคโนโลยีนี้มีการใช้ในโรงงานสุรามาเป็นเวลานานแล้ว	■ มีการใช้พลังงานสูง ■ มีปริมาณน้ำเสียเกิดขึ้นจากการกลั่นมาก	■ เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนามาเป็นเวลานานจนอิ่มตัวแล้ว
11. Multi-pressure Distillation System	■ มีบูรณาการทางความร้อนระหว่างหอกลั่นในระบบ ทำให้มี	■ ต้องมีความรู้และเข้าใจในการเดินเครื่อง และควบคุมระบบ	■ เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน และบริษัทผู้ขายเทคโนโลยีมักนำเสนอ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
	ประสิทธิภาพสูงในการใช้พลังงาน ■ น้ำเสียที่เกิดขึ้นมีปริมาณน้อยกว่าการในไอน้ำฉีดเข้าหอโดยตรง	■ มีเงินลงทุนด้านอุปกรณ์สูงกว่าแบบที่ใช้ไอน้ำฉีดโดยตรง	เนื่องจากใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ
12. Molecular Sieve Dehydration System	■ ใช้พลังงานน้อย ■ มีประสิทธิภาพสูงในการแยกน้ำออกจากเอทานอลจากการกลั่น	■ สารกรองโมเลกุลต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ■ ต้องใช้ระบบอัตโนมัติในการควบคุมการทำงาน เนื่องจากมีรอบความถี่ในการดูดซับ และคายซับน้ำสลับกันบ่อยมาก ประมาณ 6-10 นาทีต่อรอบ	■ เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาจนเป็นที่แพร่หลายและใช้กันทั่วไป
13. Membrane Pervaporation System	■ ทำงานได้อย่างต่อเนื่องโดยไม่ต้องสลับรอบการทำงานเหมือนการใช้สารกรองโมเลกุล ■ มีประสิทธิภาพสูงในการแยกน้ำออกจากเอทานอลจากการกลั่น	■ อุปกรณ์ต่างๆ ราคาแพง ส่วนใหญ่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศทั้งชุด ■ เยื่อแผ่นอาจมีปัญหาอุดตันหากมีการใช้งานอย่างไม่ถูกวิธี หรือผิดพลาด ทำให้ต้องระมัดระวังในการใช้งานเป็นพิเศษ	■ เป็นเทคโนโลยีที่เกิดขึ้นตามการพัฒนาเทคโนโลยีเยื่อแผ่น ซึ่งในปัจจุบันแม้ว่าเยื่อแผ่นจะมีประสิทธิภาพดีขึ้นอย่างมากแต่ยังมีราคาค่อนข้างแพง
14. Azeotropic Distillation System	■ ไม่จำเป็นต้องใช้อุปกรณ์หรือวัสดุพิเศษเช่น เยื่อแผ่น หรือสารกรองโมเลกุลในการทำเอทานอลให้บริสุทธิ์	■ ต้องใช้ตัวทำละลายอินทรีย์เติมเข้าไปในหอกลั่นเอทานอลบริสุทธิ์ เพื่อเปลี่ยนแปลงสมดุลระหว่างวัฏภาคทำให้กลั่นแยกเอทานอลได้บริสุทธิ์มากกว่า 95% vol ตัวทำละลายที่เติมเข้าไปส่วนใหญ่เป็นอันตรายต่อสุขภาพเช่น Benzene หรือ Cyclohexane เป็นต้น ■ มีการใช้พลังงานสูงมาก	■ เป็นเทคโนโลยีที่ใช้กันในยุคแรกของการผลิตเอทานอล ปัจจุบันไม่นิยมใช้กันแล้ว เนื่องจากมีเงินลงทุนสูง และมีค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องสูงด้วย

มาก อีกทั้งมีน้ำทิ้งเกิดขึ้นมากตามไปด้วย ดังนั้นเพื่อให้การกลั่นมีประสิทธิภาพด้านพลังงานสูง และลดปริมาณน้ำทิ้งที่เกิดขึ้น จึงควรเลือกการกลั่นแบบใช้ความดันต่างกันระหว่างหอกลั่นในระบบตามที่หลายบริษัทได้นำเสนอวิธีการนี้มีการใช้ไอน้ำให้ความร้อนผ่านหม้อต้มซ้ำของหอกลั่นละเอียดเพียงหอเดียว ส่วนหอแรก หรือหอกลั่นล่าซึ่งทำงานที่ความดันสูญญากาศ จะได้รับความร้อนโดยการบูรณาการทางความร้อนกับหอกลั่นละเอียดซึ่งทำงานที่ความดันบรรยากาศ ทำให้ประหยัดไอน้ำกว่าวิธีที่ไม่มีบูรณาการทางความร้อนเป็นอย่างมาก

ส่วนการทำเอทานอลให้บริสุทธิ์ ทุกบริษัทที่ทำการสำรวจข้อมูลได้เสนอเทคโนโลยีที่ประหยัดพลังงานแบบเดียวกัน คือการใช้สารกรองโมเลกุล (Molecular sieve) และปฏิบัติงานแบบเปลี่ยนแปลงความดันระหว่างการดูดซับ และคายซับน้ำ (Pressure Swing Adsroption, PSA) ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมใช้มากที่สุดในปัจจุบัน

กระบวนการผลิตเอทานอลโดยรวม นอกจากต้องมีการใช้วัตถุดิบและพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพแล้ว จำเป็นต้องมีการใช้น้ำอย่างมีประสิทธิภาพด้วย เพื่อลดปริมาณน้ำทิ้งที่ต้องการบำบัดลงได้ ดังนั้นจึงควรมีการนำน้ำกากส่าที่ได้ในขั้นตอนการกลั่น ซึ่งมีการฆ่าเชื้อด้วยอุณหภูมิการกลั่นที่สูงพอ กลับมาใช้ใหม่ในการเจือจางน้ำแป้งในขั้นตอนการต้มแป้งให้สุก หรือใช้เจือจางกากน้ำตาลในถังหมัก ดังที่มีการนำเสนอโดยบางบริษัทข้างต้น

น้ำทิ้งที่เหลือเมื่อไม่สามารถแยกส่วนที่เป็นประโยชน์กลับมาใช้ได้แล้ว ควรนำมาบำบัดโดยการใช้ระบบก๊าซชีวภาพ เพื่อให้ได้ก๊าซมีเธนมาใช้เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานลงได้ น้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดแล้ว ในบางกรณีอาจยังมีค่า COD สูงอยู่ ยังไม่สามารถปล่อยออกสู่ลำรางสาธารณะได้ เช่น น้ำทิ้งจากกระบวนการที่ใช้กากน้ำตาลจะมีปัญหาด้านค่า COD ที่สูง รวมทั้งสีที่ดำคล้ำมากแม้ว่าผ่านการบำบัดมาแล้วก็ตาม บางบริษัทเสนอให้ระเหยน้ำออกเพื่อนำกากไปใช้เป็นเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตามจำเป็นต้องใช้พลังงานในการระเหยน้ำเหล่านี้ออกไป ซึ่งอาจใช้พลังงานในการระเหยน้ำมากกว่าที่ได้จากการใช้กากเป็นเชื้อเพลิงก็ได้ ดังนั้นควรนำน้ำทิ้งเหล่านี้ไปใช้เป็นปุ๋ยน้ำสำหรับพืชไร่จะได้ประโยชน์มากกว่า อีกทั้งไม่จำเป็นต้องลงทุนในส่วนการระเหยอีกด้วย

การผลิตเอทานอลจากเซลลูโลสนั้นเป็นทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับประเทศไทยในหลายๆ ด้าน เพราะจากปริมาณการผลิตของประเทศไทยจะเห็นว่าตัวเลือกที่มีอยู่น่าจะเป็นเหง้าและกากมันสำปะหลัง และฟางข้าว (8.1, 0.2 และ 8.2 ล้านตันต่อปี) โดยมีข้อดีและเสียแตกต่างกันไป ในส่วนของกากมัน จะมีข้อดีอยู่ตรงที่เป็นผลพลอยได้จากการผลิตแป้งมันสำปะหลังอยู่แล้ว ทำให้การรวบรวม ขนส่งทำได้ง่าย แต่เนื่องจากกากมันสามารถใช้เป็นอาหารสัตว์ได้ ถ้านำมาผลิตเอทานอลอาจส่งผลต่อต้นทุนการเลี้ยงสัตว์ได้ ส่วนฟางข้าวและเหง้ามันนั้น มีข้อดีในแง่ของการใช้เป็นวัตถุดิบที่ไม่มีอุตสาหกรรมอื่นๆ มาแข่งขัน ทำให้ต้นทุนวัตถุดิบต่ำ แต่การเก็บรวบรวมเป็นไปได้ค่อนข้างลำบาก เพราะแหล่งเพาะปลูกข้าวและมันสำปะหลังในไทยเป็นเกษตรกรรมขนาดเล็กและ

กระจัดกระจาย ทำให้ต้นทุนการขนส่งสูง นอกจากนั้นฟางข้าวมีน้ำหนักเบา ทำให้น้ำหนักต่อเที่ยวต่ำซึ่งจะเพิ่มต้นทุนการขนส่งขึ้นไปอีก ถ้าสามารถเก็บรวบรวมฟางข้าวมาได้ประมาณหนึ่งในสามของที่สามารถนำมาใช้ได้หรือประมาณ 2.73 ล้านตันต่อปี จะสามารถผลิตเป็นเอทานอลได้ประมาณปีละ 430 ล้านลิตร (คำนวณจากความชื้น 30% ค่า Conversion 60 gal-EtOH/BDT [California 2001]) ส่วนเหง้ามันนั้น น่าจะเป็นตัวเลือกที่ดีที่สุด เพราะได้ปริมาณน้ำตาลสูงและหลังจากผ่านการปรับสภาพแล้ว แทบจะไม่มีองค์ประกอบอื่นเลย นอกจากเซลลูโลส ทำให้ไม่มีปัญหาของการเกิดผลิตภัณฑ์ข้างเคียง เช่นไซลิทอลจากน้ำตาลเพนโทส อีกด้วย

คณะผู้วิจัยได้ประเมินปริมาณการผลิตเอทานอลจากกากชีวมวลที่เป็นไปได้ โดยสมมติให้สามารถรวบรวมฟางข้าวและเหง้ามันได้ประมาณหนึ่งในสาม กากมันหนึ่งในห้า (เนื่องจากใช้เป็นอาหารสัตว์ได้) ความชื้นของกากชีวมวลแห้ง 30% ผลการประเมินแสดงดังตารางที่ 4.2-2

ตารางที่ 4.2-2 ปริมาณเอทานอลต่อปีที่สามารถผลิตได้จากกากชีวมวลประเภทต่างๆในประเทศไทย

Raw materials	Collected fraction	Amount [10^3 BDT/y]*	%conversion [L-EtOH/BDT]	Ethanol production (10^6 Liter/y)	Ref
Rice Straw	0.33	2,736	227.1	435	[California 2001]
Cassava rhizome	0.33	2,700	443.6/227.1	830/429	[พรรณวิไล 2545]/ [California 2001]
Cassava pulp	0.2	40	363.6	14.7	[ชลดา 2546]

*BDT = Bone Dry ton = ชีวมวลปราศจากความชื้นหนัก 2000 ปอนด์

จากตารางจะเห็นว่า เหง้ามันและฟางข้าวมีปริมาณวัตถุดิบที่ใช้ได้ในปริมาณที่ใกล้เคียงกัน แต่เนื่องจากเปอร์เซนต์การเปลี่ยนเป็นเอทานอลจากงานของพรรณวิไลสูงมากเมื่อเทียบกับงานวิจัยอื่น จึงทำให้ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้สูงกว่าของฟางข้าวเกือบสองเท่า ดังนั้น การใช้เปอร์เซนต์การเปลี่ยนแปลงค่าเดียวกับฟางข้าวน่าจะเป็นการประเมินที่แม่นยำกว่า ภายใต้การจำลองสถานการณ์นี้ จะได้ปริมาณเอทานอลประมาณ 860 ล้านลิตรต่อปี ซึ่งเป็นปริมาณถึง 80% ของที่ต้องใช้ผลิตแกสโซฮอล์ 95E10 ของประเทศไทย ดังนั้นการใช้กากชีวมวลเป็นวัตถุดิบในการผลิตเอทานอล น่าจะเป็นคำตอบที่ดีสำหรับประเทศไทย ทางเลือกนี้เป็นแนวทางการพัฒนาแบบยั่งยืนที่ส่งผลกระทบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมน้อย และยังเป็นการใช้วัตถุดิบที่เหลือทิ้ง เช่น ฟางข้าวและเหง้ามันน่าจะเป็นทางเลือกที่ส่งผลกระทบในทางสังคมและอื่นๆ น้อยกว่าการใช้วัตถุดิบที่เป็นพืชอาหาร เช่น แป้งหรือน้ำตาล แม้ว่าเทคโนโลยีในการผลิตเอทานอลจากกากชีวมวลจะยังไม่ได้รับการพัฒนาจนอิ่มตัวเมื่อเทียบกับกระบวนการผลิตจากแป้งหรือน้ำตาล แต่ก็มีการพัฒนาในระดับ

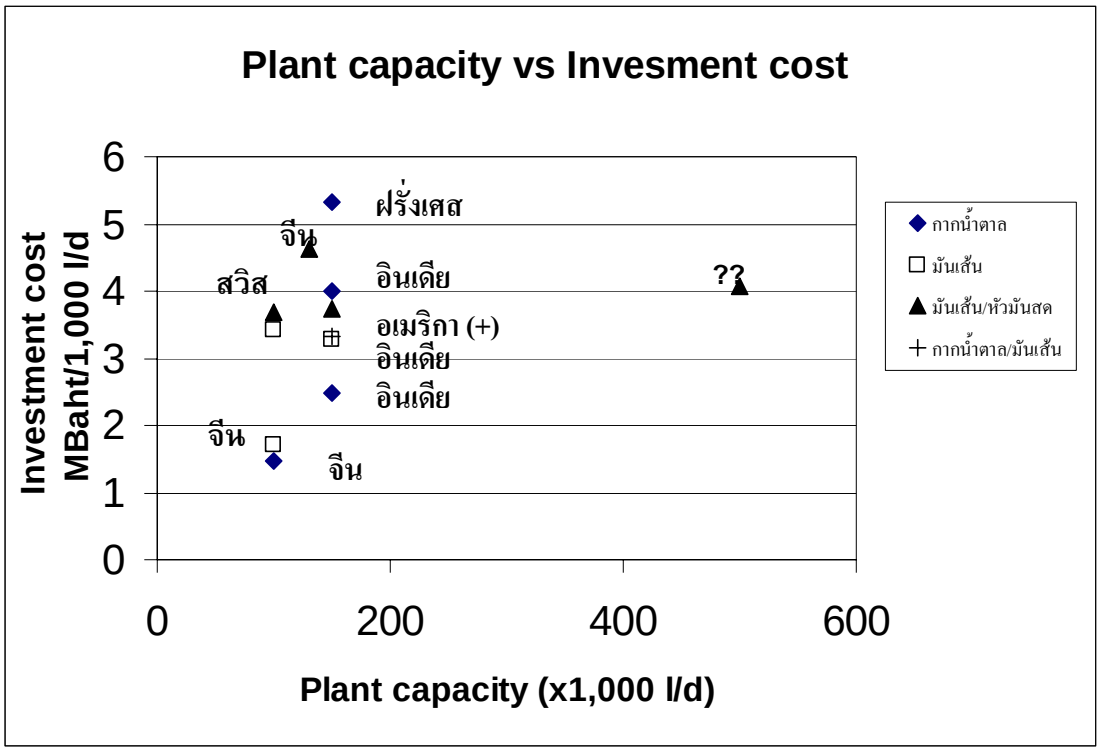
โรงงานต้นแบบหรือมีการสร้างโรงงานในเชิงพาณิชย์แล้ว เพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขัน รัฐควรส่งเสริมงานวิจัยในการพัฒนากระบวนการนี้ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น นอกจากนั้นการอุดหนุนจากรัฐยังเป็นสิ่งจำเป็น เพราะการผลิตเอทานอลจากกากชีวมวลอาจมีความเสี่ยงสูงในทางเศรษฐศาสตร์ แต่รัฐจะได้ผลตอบแทนทางอ้อมกลับมาในรูปอื่น เช่น การลดต้นทุนทางสิ่งแวดล้อม การสร้างรายได้ให้กับเกษตรกรรายย่อย

4.2.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

เงินลงทุนในการสร้างโรงงานผลิตเอทานอลซึ่งมีการนำเสนอในประเทศไทยโดยเจ้าของเทคโนโลยีต่างๆ มีรายละเอียดในการนำเสนอแตกต่างกันไป บางเทคโนโลยีมีการตั้งราคาที่รวมค่าก่อสร้างด้านโยธา (ตึก โครงสร้างเหล็ก ฐานราก) หรือเงินลงทุนด้านสาธารณูปโภค เช่น หม้อไอน้ำ หรือระบบบำบัดน้ำเสีย ไว้ด้วยในราคารวม ดังนั้นราคาที่นำมาเปรียบเทียบต่อไปนี้จึงเป็นราคาลงทุนในการสร้างกระบวนการผลิตเอทานอลเท่านั้น โดยไม่รวมระบบบำบัดน้ำเสีย ระบบสาธารณูปโภค และงานโยธา ไม่ว่าในส่วนงานฐานราก หรืองานโครงสร้างเหล็กก็ตาม ราคาส่วนใหญ่เป็นราคาแบบเหมาจ่าย (Turn-key Engineering) ซึ่งมีการเปรียบเทียบกันดังรูป จะเห็นว่าถ้าใช้กากน้ำตาลหรือมันเส้นเป็นวัตถุดิบ เทคโนโลยีจากจีนจะถูกที่สุด ตามด้วยอินเดีย และประเทศจากยุโรปและอเมริกา เมื่อพิจารณาที่กำลังการผลิตที่เท่ากัน ราคาโรงงานที่ผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลเพียงอย่างเดียวจะถูกกว่าโรงงานที่ผลิตได้จากมันเส้น และหัวมันสด เนื่องจากไม่มีค่าเครื่องจักรในส่วนการบดย่อย และการเตรียมสารละลายแป้งสำหรับหัวมันสด และมันเส้น เพิ่มเติมเข้ามาด้วย อย่างไรก็ดีหากมีการประกอบภายในประเทศก็จะมีราคาถูกกว่าการขนส่งทั้งชิ้นมาจากต่างประเทศ

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้เชิงเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นของการผลิตเอทานอล [ของคณะผู้วิจัย] พบว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) ขึ้นอยู่กับราคาขายเอทานอลมากเป็นลำดับแรก ตามมาด้วยราคาวัตถุดิบ และเงินลงทุนในการสร้างโรงงาน ในการวิเคราะห์การลงทุนสร้างโรงงานผลิตเอทานอลที่ระดับ 100,000 ลิตรต่อวัน พิจารณาวัตถุดิบ 3 ประเภทคือ หัวมันสด มันเส้น และกากน้ำตาล ส่วนเทคโนโลยีที่เลือกเพื่อสร้างโรงงานในประเทศไทย ส่วนใหญ่มีลักษณะคล้ายคลึงกัน กล่าวโดยสรุปคือ ใช้เทคโนโลยีการหมักแบบต่อเนื่อง การกลั่นเพื่อเพิ่มความบริสุทธิ์ของน้ำส่า มีการใช้ความดันในหอกลั่นที่ต่างกันทำให้สามารถนำความร้อนกลับมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ จึงประหยัดไอน้ำ และใช้สารกรองโมเลกุลในการแยกน้ำออกเพื่อทำเอทานอลให้บริสุทธิ์ สำหรับกระบวนการผลิตเอทานอลจากหัวมันสด และมันเส้น กำหนดให้มีกระบวนการผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำกากส่าในกระบวนการด้วย ก๊าซชีวภาพที่ได้จะถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการ ในขณะที่การใช้กากน้ำตาลเป็นวัตถุดิบ ไม่มีการผลิตก๊าซชีวภาพ แต่มีการนำน้ำกาก

ส่าที่ได้ไปทำเป็นปุ๋ยชีวภาพ อย่างไรก็ดีในการวิเคราะห์ในกรณีกากน้ำตาลไม่มีการนำผลประโยชน์ที่ได้จากการขายปุ๋ยชีวภาพมาคิดเนื่องจากไม่ทราบข้อมูลที่แน่ชัด



หมายเหตุ ? ไม่มีข้อมูล

รูปที่ 4.2-2 การเปรียบเทียบเงินลงทุนของโรงงานผลิตเอทานอลที่ใช้เทคโนโลยีจากประเทศต่าง ๆ

สมมติฐานเบื้องต้นต่างๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์จะใช้ค่าที่สภาวะในปัจจุบันหรือใกล้เคียงมากที่สุด (ดอกเบี้ยเงินกู้ 7.5%, IRR 22%, อายุการใช้งาน 20 ปี) เพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยทั้งสามที่กล่าวข้างต้น ที่ทำให้ได้อัตราผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม ผลที่ได้จากการวิเคราะห์สามารถนำมาสร้างเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ เพื่อใช้คาดคะเนราคาเอทานอลที่เหมาะสมสำหรับเงินลงทุน และต้นทุนวัตถุดิบใดๆ ได้ดังนี้

สำหรับวัตถุดิบหัวมันสด :

$$\text{Ethanol Price} = (0.0125 \times \text{Cap.Inv.}) + (0.0067 \times \text{Tuber Cost}) + 2.48$$

สำหรับวัตถุดิบมันเส้น :

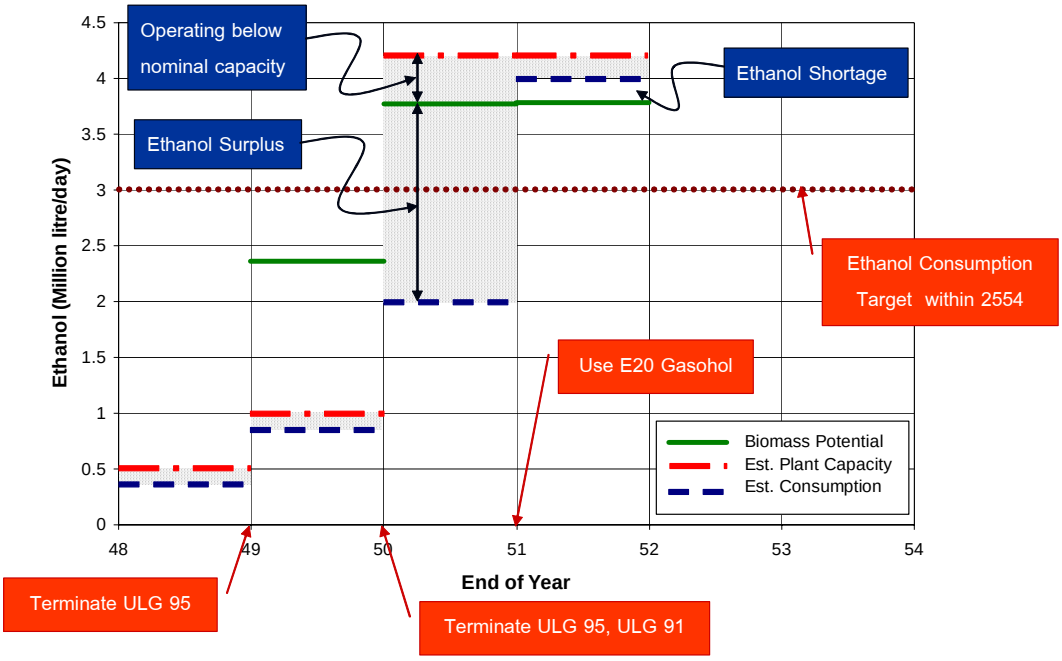
$$\text{Ethanol Price} = (0.0144 \times \text{Cap.Inv.}) + (0.0022 \times \text{Chip Cost}) + 2.50$$

สำหรับวัตถุดิบกากน้ำตาล :

$$\text{Ethanol Price} = (0.0125 \times \text{Cap.Inv.}) + (0.0039 \times \text{Molasses Cost}) + 2.88$$

โดยที่ Ethanol Price มีหน่วยเป็น บาทต่อลิตร Cap. Inv. มีหน่วยเป็นล้านบาท และ Tuber Cost, Chip Cost, และ Molasses Cost มีหน่วยเป็นบาทต่อตัน

จากข้อมูลวัตถุดิบ โรงงานผลิตเอทานอลที่มีการผลิตแล้วและจะก่อสร้างแล้วเสร็จในปี 2549 และ 2550 ของประเทศไทย และความต้องการใช้เอทานอลเพื่อผลิตแก๊สโซฮอล์ เมื่อนำมาวิเคราะห์จะได้ดังรูปที่ 4.2-3 ซึ่งพบว่าในปี 2550-2551 ถ้ามีการสร้างโรงงานตามที่ได้อนุมัติ กำลังการผลิตจะเกินกว่าวัตถุดิบที่มีอยู่ และเอทานอลที่ผลิตได้จะเกินความต้องการ เมื่อรัฐประกาศใช้แก๊สโซฮอล์ E20 ในปลายปี 2551 จะทำให้มีความต้องการเอทานอลในตลาดถึง 4 ล้านลิตรต่อวัน แม้ว่ากำลังการผลิตจะเพียงพอ แต่วัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตได้มีปริมาณไม่เพียงพอหากสมมติให้มีปริมาณเท่ากับในปี 2551 ดังนั้นจะเกิดปัญหาการขาดแคลนเอทานอลขึ้น ซึ่งสถานการณ์นี้ไม่ควรทำให้เกิดขึ้นเพราะนอกจากจะทำให้ราคาเอทานอลสูงขึ้นแล้ว การใช้ E20 กับเครื่องยนต์รุ่นเก่าอาจทำให้เกิดปัญหาในการใช้งาน และเกิดความไม่ยอมรับจากผู้ใช้ นโยบายแก๊สโซฮอล์ E20 ควรมีการทบทวน ส่วนตารางที่ 4.2-3 สรุปข้อมูลด้านเศรษฐศาสตร์และศักยภาพของการผลิตเอทานอลจากวัตถุดิบต่าง ๆ



รูปที่ 4.2-3 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณความต้องการ กำลังการผลิต และศักยภาพของวัตถุดิบในการผลิตเอทานอลในสถานการณ์ที่มีการใช้ศักยภาพในด้านต่างๆ อย่างเต็มที่

ตารางที่ 4.2-3 สรุปผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. เอทานอลจากมันสำปะหลัง	<u>เงินลงทุนโดยทั่วไป</u> ■ ที่กำลังการผลิต 0.1-0.15 ล้านลิตร/วัน ต้นทุนสร้างโรงงานที่ใช้มันเส้นเป็นวัตถุดิบอย่างเดียวและโรงงานที่ใช้ได้ทั้งหัวมันสดและมันเส้นจะอยู่ในช่วง 17-32.7 และ 36.8-46	■ ปี '50 และ '51 มีศักยภาพผลิตได้ 1 และ 2.19 ล้านลิตร/วัน ซึ่งพอสำหรับ

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	ล้านบาทต่อกำลังการผลิต 10,000 ลิตร/วัน ตามลำดับ <u>สมมติฐาน</u> ■ ดอกเบี้ยเงินกู้ 7.5%, IRR 22%, อายุโรงงาน 20 ปี, คืนทุน 5 ปี คิดราคาวัตถุดิบต้นปี 2549 (มันเส้นและหัวมันสดราคา 3,500 และ 1,500 บาท/ตันตามลำดับ) ■ กำลังการผลิต 100,000 ลิตร/วันจากหัวมันสดและมันเส้น ■ เงินลงทุนมีค่าประมาณ 470 ล้านบาท (รวมinfrastructure) <u>ราคาขายที่เหมาะสม</u> ■ ผลิตจากมันเส้น 16.97 บาท/ลิตร ■ ผลิตจากหัวมันสด 18.40 บาท/ลิตร (ใช้สูตรคำนวณข้างต้น)	ผลิตแก๊สโซฮอล์ทดแทนเมื่อยกเลิก ULG95 และ 91 ■ มีโอกาสผลิตได้ 3 ล้านลิตร/วันในปี 2554 ตามแผนของรัฐบาล
2. เอทานอลจากกากน้ำตาล	<u>เงินลงทุนโดยทั่วไป</u> ■ ที่กำลังการผลิต 0.1-0.15 ล้านลิตร/วัน ต้นทุนสร้างโรงงานที่ใช้กากน้ำตาลเป็นวัตถุดิบจะอยู่ในช่วง 15-53.3 ล้านบาทต่อกำลังการผลิต 10,000 ลิตร/วัน <u>สมมติฐาน</u> ■ ดอกเบี้ยเงินกู้ 7.5%, IRR 22%, อายุโรงงาน 20 ปี, คืนทุน 5 ปี คิดราคาวัตถุดิบ ต้นปี 2549 (กากน้ำตาลราคา 4,000 บาท/ตัน) ■ กำลังการผลิต 100,000 ลิตร/วันจากกากน้ำตาล ■ เงินลงทุนประมาณ 400 ล้านบาท (รวม Infrastructure) <u>ราคาขายที่เหมาะสม</u> ■ ประมาณ 23.48 บาท/ลิตร (ใช้สูตรการคำนวณข้างต้น)	■ ปี ’50 และ ’51 มีศักยภาพผลิตได้ 1.33 และ 1.58 ล้านลิตร/วัน ■ ปริมาณจะอยู่ในช่วงนี้เพราะขึ้นกับปริมาณผลผลิตอ้อยแต่ละปี
3. เอทานอลจาก* เซลลูโลส (ฟางข้าว เหง้าและกากมันสำปะหลัง)	<u>เงินลงทุนโดยทั่วไป</u> ■ ที่กำลังการผลิต 10-54 ล้านแกลลอน (37-204 ล้านลิตร) ต่อปี ต้นทุนโรงงาน 45-120 $MUS(1.8-4.8พันล้านบาท) ■ ต้นทุนการผลิตเอทานอล 0.8-1.5 $US/l (2005) หรือ 32-60 บาท/ลิตร	■ ศักยภาพวัตถุดิบของไทยผลิตเอทานอลได้ 860 ล้านลิตร/ปี ที่ conversion 227 liters EtOH/BDT**

* ข้อมูลจากประเทศสหรัฐอเมริกา, ** BDT=Bone Dry ton = ชีวมวลปราศจากความชื้นหนัก 2,000 ปอนด์

4.2.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

คณะผู้วิจัยได้ทำการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตเอทานอลจากชีวมวลโดยให้ผู้เชี่ยวชาญประเมินตามหลักเกณฑ์ภายใต้กรอบของ 4 ปัจจัยหลัก ได้แก่ สมรรถนะและความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้ ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี และโอกาสพึ่งตนเองด้านเทคโนโลยีภายในประเทศ ผลการประเมินสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 4.2-4 ลำดับสำคัญของเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิตเอทานอลจากชีวมวล

กลุ่มที่	ประเภทเทคโนโลยี	ข้อสังเกต/ลักษณะเฉพาะ
1 **(>80%)***	■ Ethanol batch fermentation ■ Ethanol fermentation using cascade fermenter ■ Continuous fermentation with yeast recycling ■ Simultaneous saccharification and co-fermentation ■ Direct-steam distillation system ■ Multi-pressure distillation system	■ เทคโนโลยีการเปลี่ยนวัตถุดิบแป้งและน้ำตาลให้เป็นเอทานอล ทั้ง 4 แบบเป็นเทคโนโลยีที่มีความพร้อมในการใช้งาน โดยที่เทคโนโลยีการหมักแบบกะได้รับการประเมินว่ามีความพร้อมสูงสุด รองลงมาเป็นการหมักแบบ cascade อย่างต่อเนื่อง ตามด้วยการหมักแบบต่อเนื่องที่มีการแยกยีสต์กลับมาใช้ใหม่ และสุดท้ายเป็นการย่อยแป้งให้เป็นน้ำตาลร่วมกับการหมักเอทานอลในเวลาเดียวกัน เทคโนโลยีทุกแบบได้รับการพิสูจน์และนำมาใช้ในระดับอุตสาหกรรมแล้ว การหมักแบบกะเป็นวิธีการที่ใช้กันมานาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอุตสาหกรรมสุราในประเทศไทย แต่ในปัจจุบันเทคโนโลยีการหมักแบบ Cascade เป็นวิธีที่มีการใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เนื่องจากใช้เงินลงทุนด้านอุปกรณ์น้อยกว่า และประหยัดค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง ■ การเปลี่ยนวัตถุดิบเซลลูโลส ให้เป็นเอทานอล ยังไม่มีเทคโนโลยีใดมีความพร้อมยกเว้นการย่อยเซลลูโลสให้เป็นน้ำตาลโดยใช้เอนไซม์ ซึ่งได้รับการสนับสนุนและพัฒนาเป็นอย่างมากในต่างประเทศ ทำให้เอนไซม์มีราคาลดลงอย่างมาก และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำเมื่อเทียบกับการย่อยเซลลูโลสด้วยกรด ในด้านการปรับสภาพวัตถุดิบก่อนการย่อยเซลลูโลสยังมีปัญหาที่แก้ไม่ได้ดีพอ เช่น การปรับสภาพด้วยกรดซึ่งเป็นวิธีที่ใช้กันในปัจจุบัน แต่ยังสร้างปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมในการกำจัดกรดที่ใช้ในกระบวนการ ส่วนการใช้วิธีระเบิดไอน้ำนั้น แม้ว่ามีผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมที่ต่ำกว่าการใช้กรด แต่ยังอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนาเท่านั้น ทำให้ได้รับการจัดลำดับต่ำกว่า รวมทั้งการหมักน้ำตาลคาร์บอน 5 และ 6 อะตอมพร้อมกันในถังใบเดียว ซึ่งยังเป็นเทคโนโลยีที่อยู่ในระดับห้องปฏิบัติการหรือ โรงงานต้นแบบเท่านั้น ■ การกลั่นเพิ่มความบริสุทธิ์ของเอทานอลให้เป็น 95%vol โดยทั่วไปใช้วิธีการกลั่นแยก ซึ่งสามารถเพิ่มความเข้มข้นของเอทานอลได้สูงสุดเท่ากับ 95%vol เทคโนโลยีทั้งสองในกลุ่มนี้ ได้รับการจัดลำดับสูง เนื่องจากมีการประยุกต์ใช้ในระดับอุตสาหกรรมอย่างแพร่หลาย โดยเทคโนโลยีที่มีการบูรณาการทางความร้อนระหว่างหอกลั่นในระบบ มีความพร้อมกว่าแบบที่ใช้ไอน้ำฉีดเข้าโดยตรง เพราะมีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานความร้อนที่ดีกว่า และมีปริมาณน้ำเสียจากหอกลั่นเกิดขึ้นน้อยกว่าด้วย ■ การแยกน้ำออกจากเอทานอล 95%vol ให้ได้เอทานอลบริสุทธิ์ ทั้งสามเทคโนโลยีได้รับการจัดลำดับในระดับปานกลาง โดยที่เทคโนโลยีดูดซับน้ำด้วยสารกรองโมเลกุลมีความพร้อมสูงสุด ตามด้วยการกลั่นแบบอะซีโอโทรปิก และ
2 **(70-80%)**	■ Molecular sieve dehydration system ■ Membrane pervaporation system ■ Azeotropic distillation system ■ Cellulose hydrolysis by enzyme	
3 **(<70%)**	■ Cellulose pretreatment by acid hydrolysis ■ Cellulose pretreatment by steam explosion ■ Cellulose hydrolysis by acid ■ Co-fermentation of xylose and glucose	

กลุ่มที่	ประเภทเทคโนโลยี	ข้อสังเกต/ลักษณะเฉพาะ
		การใช้เยื่อแผ่น เทคโนโลยีดูดซับน้ำด้วยสารกรองโมเลกุลได้รับความนิยมและใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน เนื่องจากมีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานที่ดีกว่า และไม่มีการใช้สารที่เป็นอันตรายเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการกลั่นแบบอะซีโอโทรปิก อย่างไรก็ดีเทคโนโลยีดูดซับน้ำยังต้องใช้สารกรองโมเลกุลที่นำเข้าจากต่างประเทศ ส่วนเทคโนโลยีแยกน้ำโดยใช้เยื่อแผ่น ชิ้นส่วนอุปกรณ์ต่างๆ มีราคาแพงและต้องนำเข้าจากต่างประเทศเป็นส่วนใหญ่

* ตัวเลขในวงเล็บคือคะแนนแสดงลำดับความสำคัญ ซึ่งคำนวณจากระดับคะแนนที่ผู้เชี่ยวชาญประเมิน

ในการจัดลำดับความสำคัญดังกล่าวข้างต้น ผู้เชี่ยวชาญให้ความสำคัญกับเกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์และการนำไปใช้เป็นอันดับแรก ส่วนเกณฑ์ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีและโอกาสการพัฒนาและผลิตใช้เองในประเทศเป็นลำดับรองลงมา ทั้งนี้เนื่องจากอุตสาหกรรมการผลิตเอทานอลในประเทศไทยอยู่ในช่วงเริ่มต้น จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีที่ได้รับการพิสูจน์และเป็นที่ยอมรับในการใช้งานจริง เพื่อให้ทำการผลิตได้โดยราบรื่น และง่ายต่อการปฏิบัติงาน ดังนั้นเทคโนโลยีเกือบทั้งหมดจึงต้องนำเข้าจากต่างประเทศ แม้ว่าจะมีราคาค่อนข้างสูงก็ตาม

อย่างไรก็ดีเครื่องจักรและอุปกรณ์การผลิตส่วนใหญ่สามารถผลิตขึ้นได้เองในประเทศ บริษัทผู้ขายเทคโนโลยีส่วนใหญ่มักใช้ผู้รับเหมาก่อสร้างโรงงาน รวมทั้งเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ที่ผลิตขึ้นภายในประเทศเช่นกัน ซึ่งแสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการสร้างโรงงานผลิตเอทานอล แต่ยังขาดประสบการณ์ในการออกแบบกระบวนการที่มีประสิทธิภาพเท่านั้น เมื่ออุตสาหกรรมเอทานอลมีการถ่ายทอดเทคโนโลยีที่ได้จากต่างประเทศจนผู้ผลิตมีความรู้ความเข้าใจมากขึ้น ในอนาคตประเทศไทยจะสามารถพัฒนาและปรับปรุงเทคโนโลยีต่างๆ ให้ดีขึ้นได้ ทำให้ลดการพึ่งพาเทคโนโลยีจากต่างประเทศ รวมทั้งลดค่าใช้จ่ายในการผลิตลงด้วย

4.2.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

4.2.5.1 ปัญหาและอุปสรรคเชิงเทคนิค

เทคโนโลยีส่วนใหญ่เป็นเทคโนโลยีที่นำเข้าจากต่างประเทศ ไม่ได้มีการพัฒนาต่อยอดในประเทศ ดังนั้นเมื่อมีการขยายตัวของการผลิตเอทานอลเป็นเชื้อเพลิง จึงยังคงต้องนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศอยู่เช่นเดิม ซึ่งมีราคาค่อนข้างสูง

4.2.5.2 ปัญหาและอุปสรรคด้านวัตถุดิบและการตลาด

สำหรับวัตถุดิบประเภทเซลลูโลส เช่น ฟางข้าว เหง้ามันสำปะหลัง ที่เป็นชีวมวลเหลือทิ้ง ซึ่งมีปริมาณมากในประเทศ ยังไม่มีเทคโนโลยีการผลิตที่มีความพร้อมในระดับอุตสาหกรรม ทำให้การผลิตส่วนใหญ่ยังต้องขึ้นอยู่กับการใช้วัตถุดิบประเภทแป้ง และน้ำตาลซึ่งมีต้นทุนวัตถุดิบที่สูงมาก (ประมาณ 60% ของต้นทุนการผลิตทั้งหมด) เนื่องจากเป็นวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตเป็นอาหารและในอุตสาหกรรมอื่นๆ อีกหลายประเภท ในอนาคตจะทำให้เกิดปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบ นอกจากนี้นโยบายด้านราคาวัตถุดิบ และเอทานอล รวมถึงการส่งออก ยังเป็นปัญหาที่ผู้ลงทุนต้องรับความเสี่ยงที่สูง จึงมีบางรายชะลอการลงทุน

4.2.5.3 ปัญหาและอุปสรรคด้านการเงินและการลงทุน

เนื่องจากเงินลงทุนในการสร้างโรงงานผลิตเอทานอลค่อนข้างสูง ผู้ผลิตที่มีการใช้เงินลงทุนที่ต่ำกว่าจะได้เปรียบ ดังนั้นการเลือกเทคโนโลยีอย่างเหมาะสมทั้งในด้านราคาและ

ประสิทธิภาพเพื่อให้สามารถแข่งขันในตลาดได้จึงมีความสำคัญมาก

4.2.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

จากผลการประเมินเทคโนโลยีข้างต้น สามารถสรุปจุดอ่อนหรือช่องว่างด้านองค์ความรู้เทคโนโลยีและขีดความสามารถในเชิงการออกแบบ ผลิต และติดตั้งอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตเอทานอลในประเทศไทยได้ดังนี้

(1) เทคโนโลยีการผลิตเอทานอลจากวัตถุดิบประเภทแป้งและน้ำตาล

ปัจจุบันยังนิยมนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศแบบ Turn key โดยมีการว่าจ้างให้ผลิตอุปกรณ์ ส่วนประกอบต่าง ๆ ภายในประเทศ ตามแบบที่กำหนด แต่โดยข้อเท็จจริงประเทศไทยมีขีดความสามารถในการออกแบบและผลิตอุปกรณ์สำหรับกระบวนการส่วนใหญ่ได้เอง มีเพียงวัสดุและสารเคมีบางชนิดเท่านั้นที่ยังผลิตเองไม่ได้ หรือยังไม่มีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ที่จะผลิตภายในประเทศ เช่น การผลิตเอนไซม์โดยเฉพาะที่สามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิต่ำกว่าอุณภูมิย่อยแป้งตามปกติ และการคัดเลือกยีสต์สายพันธุ์พิเศษที่ทนอุณหภูมิสูงกว่าอุณหภูมิการหมักตามปกติ และการผลิตสารกรองโมเลกุล (Molecular sieve) นอกจากนี้ ประเทศไทยยังขาดองค์ความรู้ในการ Optimize กระบวนการผลิตเอทานอลให้ได้ประโยชน์สูงสุด

(2) การผลิตเอทานอลแบบบูรณาการกับการผลิตแป้งหรือน้ำตาล

การบูรณาการการผลิตเอทานอลกับผลิตภัณฑ์อื่นที่เกี่ยวข้อง เช่น เอทานอล-แป้งมันสำปะหลัง และเอทานอล- น้ำตาล (กรณีการผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อยสดและกากน้ำตาล) จะทำให้ต้นทุนการผลิตต่ำลง เนื่องจากมีโอกาสได้ใช้ปัจจัยการผลิตบางอย่างร่วมกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานที่ได้มากจากกากของเสีย แต่ประเทศไทยยังขาดองค์ความรู้และประสบการณ์ที่เกี่ยวข้อง

(3) การผลิตเอทานอลจากวัสดุประเภทเซลลูโลส

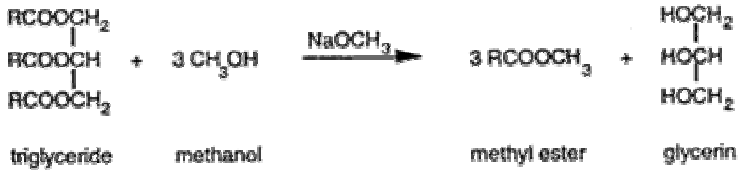
เทคโนโลยีการผลิตเอทานอลจากวัสดุประเภทเซลลูโลสเป็นเทคโนโลยีที่ยังอยู่ในระหว่างการวิจัยและพัฒนาและการสาธิตระดับโรงงานต้นแบบเท่านั้น ประเทศไทยแทบจะกล่าวได้ว่ายังมีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องน้อยมาก จึงยังขาดองค์ความรู้/เทคโนโลยีอย่างมากในทุกด้าน

4.3 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซล

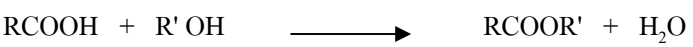
4.3.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview)

ไบโอดีเซล หมายถึง สารประกอบโมโนอัลคิลเอสเตอร์ (Mono alkyl ester) ซึ่งเป็นผลผลิตจากปฏิกิริยาเคมีระหว่างน้ำมันพืชหรือจากสัตว์ ซึ่งเป็นสารประกอบอินทรีย์ประเภทไตรกลีเซอไรด์ (Triglyceride) และกรดไขมันกับแอลกอฮอล์ (Alcohol) (เมทานอลหรือเอทานอล) และมีตัวเร่งปฏิกิริยาที่เป็นกรด หรือเบส จะได้ผลิตผลเป็นเมทิลหรือเอทิลเอสเตอร์ (Ester) และผลิตผลพลอยได้กลีเซอรอล (Glycerol) ไบโอดีเซลชนิดเอสเตอร์นี้มีคุณสมบัติที่เหมือนกับน้ำมันดีเซลมาก

ที่สุด และไม่มีปัญหากับเครื่องยนต์ ปฏิกิริยาที่เกิดเอสเตอร์มีสองปฏิกิริยาหลัก ๆ คือ ปฏิกิริยาทรานส์เอสเตอริฟิเคชั่น (Transesterification) ซึ่งมีไตรกลีเซอไรด์ เป็นสารตั้งต้นและปฏิกิริยาเอสเตอริฟิเคชั่น ซึ่งใช้กรดไขมันเป็นสารตั้งต้น ดังสมการ โดยทฤษฎีน้ำมัน 100 กก. จะได้ เอสเตอร์ประมาณ 100 kg หรือ 112 ลิตร



และ



Fatty acid Alcohol Ester Water

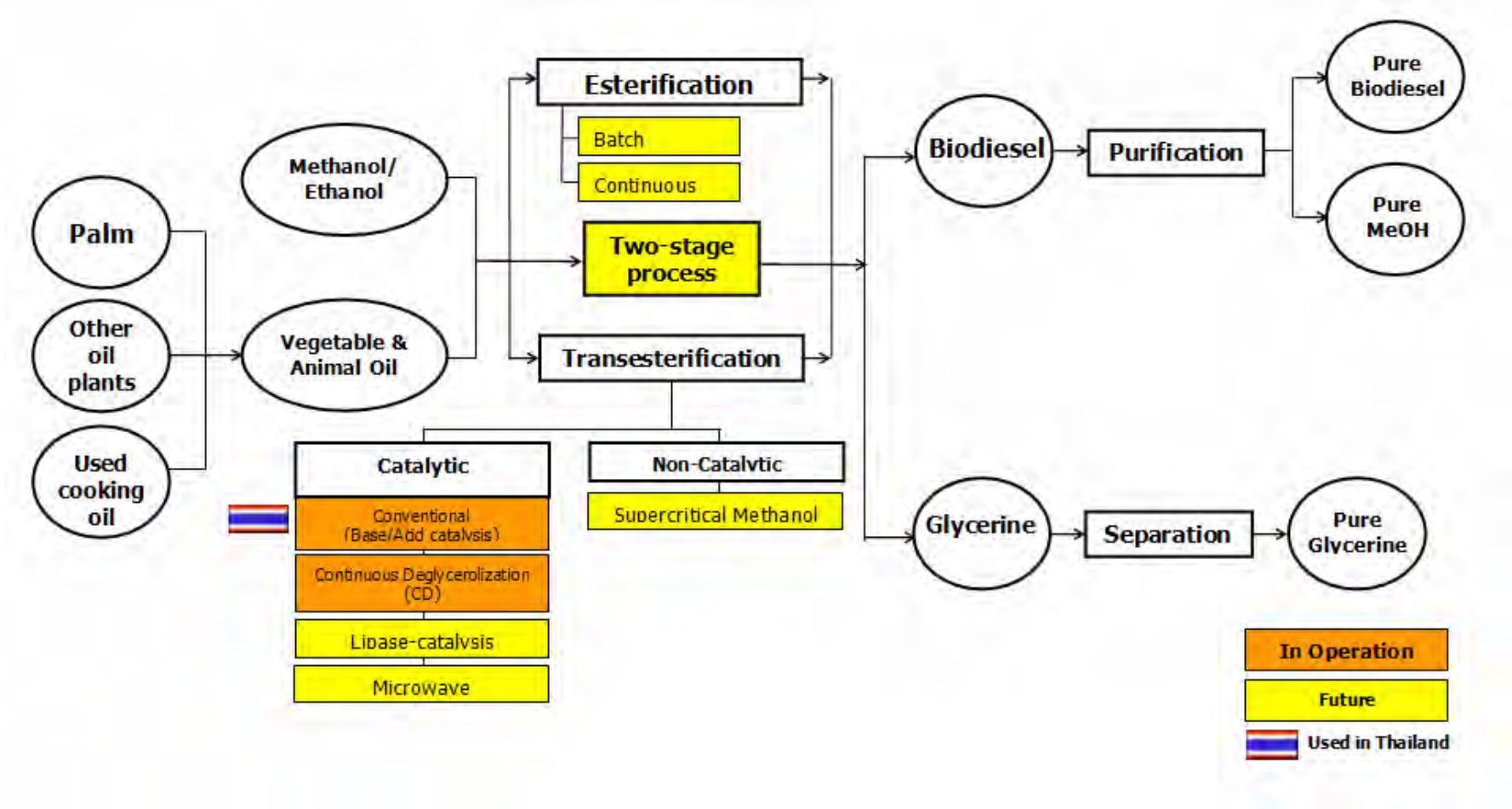
จากรูปที่ 4.3-1 จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีที่ใช้กับปฏิกิริยาทรานส์เอสเตอริฟิเคชั่นแบ่งเป็นกลุ่มที่ใช้สารเร่งปฏิกิริยา ได้แก่ กระบวนการ Conventional (Base/acid catalysis), Continuous deglycerolization, Lipase-catalysis และ Microwave และกลุ่มที่ไม่ใช้สารเร่งปฏิกิริยาคือ Supercritical methanol ส่วนปฏิกิริยาเอสเตอริฟิเคชั่น จะแบ่งเป็นแบบกะ (Batch) และต่อเนื่อง (Continuous) เมื่อวัตถุดิบทำปฏิกิริยาแล้วสารประกอบที่ได้จากปฏิกิริยาเคมีจะถูกแยกเป็นสองส่วนคือ ส่วนของเมทิล/เอทิลเอสเตอร์ดิบ ซึ่งจะถูกทำให้บริสุทธิ์ขึ้นให้ได้ตามมาตรฐานไบโอดีเซล รวมถึงแยกแอลกอฮอล์ที่ตกค้างออกเพื่อนำกลับไปใช้งานใหม่ และส่วนกลีเซอรอลดิบ ซึ่งเป็นผลิตผลพลอยได้ และสามารถทำให้บริสุทธิ์ขึ้นเพื่อจำหน่ายต่อไป

โดยทั่วไปเมื่อกำหนดชนิดของวัตถุดิบ ปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ได้จะขึ้นกับเงื่อนไขของปฏิกิริยาเคมีที่ใช้และการทำให้บริสุทธิ์ นอกจากนี้ต้นทุนการผลิตสามารถลดได้โดยมีการเก็บกลับแอลกอฮอล์ และจำหน่ายผลิตผลพลอยได้กลีเซอรอล

สำหรับการผลิตไบโอดีเซลที่ใช้น้ำมันปาล์ม (Crude palm oil) เป็นวัตถุดิบนั้น มีกระบวนการเฉพาะเจาะจงดังตัวอย่างต่อไปนี้ ซึ่งเป็นกระบวนการขนาดเล็กที่พัฒนาขึ้นและลองใช้ในประเทศไทย

1) การแยกยางเหนียว (Degumming)

ยางเหนียวที่อยู่ในน้ำมันปาล์มดิบมีผลกระทบต่อการใช้ในเครื่องยนต์และต่อกระบวนการผลิตไบโอดีเซลจึงจำเป็นต้องขจัดออก ซึ่งสามารถขจัดด้วยการใช้กรดฟอสฟอริก (Phosphoric Acid) ในอัตราส่วน 0.1% ของน้ำมันปาล์ม โดยใช้กรดเจือจางในน้ำความเข้มข้นประมาณ 10% ใช้อุณหภูมิ 80-120 °C ในเวลา 1 ชั่วโมง แล้วจึงแยกยางเหนียว แล้วล้างกรดออก



รูปที่ 4.3-1 Biodiesel Technology Overview

2) การลดกรดไขมันอิสระ (Deacidification)

น้ำมันปาล์มดิบจะต้องได้รับการปรับสภาพให้เหมาะสมก่อนเข้าทำปฏิกิริยา โดยการลดกรดให้มีปริมาณกรดไขมันอิสระต่ำกว่า 1% จากประมาณ 3-5% โดยน้ำหนัก ด้วยการทำปฏิกิริยากับสารละลายโซดาไฟเข้มข้น 30-40 โบเม่ (Be', หน่วยวัดความหนาแน่น) ที่อุณหภูมิ 70-80°C กรดไขมันอิสระจะเกิดเป็นไขสบู่ ใช้เวลาลดกรดล้าง ระเหยน้ำออก ทั้งหมดประมาณ 8 ชั่วโมง

3) การเตรียมสารละลายแอลกอฮอล์

ในการทำปฏิกิริยาทรานส์เอสเตอริฟิเคชัน (Transesterification) ใช้เมทิลแอลกอฮอล์หรือเมทานอลที่ มีราคาถูก และใช้โซดาไฟ (NaOH) เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเพราะมีประสิทธิภาพสูง ราคาถูก หาได้ง่าย สารทั้งสองเป็นเกรดเชิงการค้า (Commercial grade) แต่เมทานอลต้องไม่มีน้ำเจือปนมากเกิน 1% การเตรียมสารละลายกระทำโดยการนำโซดาไฟ 2.5-5 ส่วนมาละลายในเมทานอล 100 ส่วนโดยน้ำหนัก หากน้ำมันซึ่งเป็นวัตถุดิบมีปริมาณกรดไขมันอิสระสูงจะต้องใช้โซดาไฟในสัดส่วนที่สูงตามไปด้วย

4) การทำปฏิกิริยาทรานส์เอสเตอริฟิเคชัน (Transesterification)

น้ำมันปาล์มที่ลดกรดแล้วจะถูกทำปฏิกิริยากับสารละลายแอลกอฮอล์ที่อุณหภูมิประมาณ 70 °C โดยมีการขจัดน้ำออกก่อน ถังปฏิกรณ์ซึ่งถูกใช้งานหลายหน้าที่ ทั้งการแยกกลีเซอรอลดิบ การระเหยแอลกอฮอล์ส่วนที่เหลือจากการทำปฏิกิริยาเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ การล้างด้วยน้ำให้สะอาด และการขจัดน้ำออกในขั้นตอนสุดท้าย ซึ่งกระบวนการทั้งหมดใช้เวลาประมาณ 4 ชั่วโมง

5) การล้างและระเหยน้ำ

หลังจากแยกกลีเซอรอลดิบแล้วไบโอดีเซลที่ได้จะถูกล้างด้วยน้ำ โดยแต่ละครั้งจะใช้น้ำปริมาณ 20% โดยน้ำหนักน้ำมัน ล้างทั้งหมด 5 ครั้ง และระเหยน้ำที่เหลืออยู่ภายใต้สูญญากาศที่อุณหภูมิ 100 °C นาน 1 ชั่วโมง

6) การกรอง (Filtration)

ไบโอดีเซลที่ได้ต้องนำมากรอง หลังจากพักให้เย็นก่อน โดยเมทิลเอสเตอร์ที่มาจากกรดไขมันอิ่มตัว ที่อุณหภูมิต่ำอาจกลายเป็นของแข็ง จึงต้องทำการกรองด้วยชุดกรองแบบอัด และกรองของแข็งขนาดเล็กอีกครั้งด้วยชุดกรองของรถแทรกเตอร์ ก่อนนำไปใช้

7) การทำบริสุทธิ์กลีเซอรอล

กลีเซอรอลดิบจากขั้นตอนการทำปฏิกิริยาจะถูกนำมาเติมกรดเกลือ (HCl) เพื่อเปลี่ยนสบู่ที่มีอยู่ให้กลายเป็นกรดไขมันและแยกชั้นสารอินทรีย์ออก จากนั้นกลีเซอรอลเหลวจะถูกเติมด้วยสารละลายโซดาไฟเพื่อทำให้เป็นกลางก่อนที่จะนำไปเข้าเครื่องระเหยเพื่อแยกคืนเมทานอล

ที่คงเหลือกลับคืนมาอีกส่วนหนึ่ง แล้วจึงทำการระเหยน้ำออกเพื่อให้ขั้นตอนในการกลั่นไม่ต้องทำงานหนักมาก

การทำบริสุทธิ์กลีเซอรอลใช้กระบวนการกลั่นภายใต้สูญญากาศ เพื่อป้องกันการเกิดปฏิกิริยาพอลิเมอไรเซชัน (Polymerization) ของกลีเซอรอล ที่อุณหภูมิไม่เกิน 200°C กลีเซอรอลที่กลั่นได้จะถูกนำไปผ่านอุปกรณ์ฟอกสีด้วยถ่านกัมมันต์ เพื่อให้เป็นผลผลิตที่ไม่มีสีและมีความบริสุทธิ์มากกว่า 95.5 % ซึ่งสามารถขายได้ในเกรดของเครื่องสำอางและยา

8) การบำบัดน้ำล้าง

น้ำที่ใช้ในกระบวนการล้างจะถูกปรับสภาพให้เป็นกรดเล็กน้อยเพื่อให้สารอินทรีย์แยกตัวออกมาก่อนส่งเข้าระบบบำบัดของโรงงาน โดยปริมาณน้ำเสียจะมีประมาณ 2 เท่าของปริมาณการผลิตไบโอดีเซล

4.3.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่าง ๆ

ตารางที่ 4.3-1 แสดงจุดเด่น จุดด้อยของเทคโนโลยีแบบต่าง ๆ ที่พิจารณา ส่วนตารางที่ 4.3-2 เป็นการสำรวจกระบวนการผลิตขนาดเล็กและกลางที่ใช้งานอยู่ในประเทศไทย ซึ่งพบว่าเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย ควรเป็นเทคโนโลยีที่ใช้กระบวนการทรานส์เอสเตอริฟิเคชันด้วยเทคโนโลยีพื้นฐานในการผลิตเมทิลเอสเตอร์ เนื่องมาจากเป็นเทคโนโลยีที่ไม่ซับซ้อน ซึ่งทุกหน่วยงานที่ทำการผลิตใช้ปฏิกิริยานี้ทั้งสิ้น ต่างกันที่กำลังการผลิต และคุณภาพของเมทิลเอสเตอร์ที่ได้ ส่วนเทคโนโลยีอื่นๆ ที่กล่าวในตารางที่ 4.3-1 นั้นปัจจุบันยังอยู่ในระหว่างการวิจัย

ส่วนกระบวนการเอสเตอริฟิเคชันนั้น เป็นกระบวนการที่ใช้สำหรับการแปรรูปไขสบู่ ที่ได้จากการลดกรดไขมันอิสระในน้ำมันปาล์มดิบ และการแปรรูปสารอินทรีย์ที่ได้จากกระบวนการแยกสารอินทรีย์ในการกระบวนการทำบริสุทธิ์กลีเซอรอลดิบให้กลับมาเป็นเมทิลเอสเตอร์อีกครั้ง

กำลังการผลิตของโรงงานในประเทศไทยสามารถแบ่งได้ 3 ระดับ คือ

(1) ระดับวิสาหกิจชุมชน (0.5 -1 ตันต่อวัน)

(2) ระดับกลาง (SMEs) (มากกว่า 1 ตันต่อวัน - 50 ตันต่อวัน)

(3) ระดับการผลิตเพื่อการพาณิชย์ (ขนาด 100 -200 ตันต่อวัน)

การพัฒนาเทคโนโลยีขึ้นเองในประเทศสำหรับการผลิต 2 ระดับแรกนั้นมีความเหมาะสมมากกว่า เนื่องจากลงทุนต่ำกว่าการนำเข้าเทคโนโลยี ส่วนในระดับอุตสาหกรรม การนำเข้าเทคโนโลยีเป็นทางเลือกที่น่าสนใจ อันเนื่องมาจากคุณภาพ และกระบวนการที่มีประสิทธิภาพสูงทำให้ได้เมทิลเอสเตอร์ที่มีปริมาณ และคุณภาพสูง

ปัญหาอุปสรรคที่สำคัญในเบื้องต้น คือ การยอมรับของผู้ใช้ในด้านราคา และการควบคุมคุณภาพของเมทิลเอสเตอร์ให้สม่ำเสมอเป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐานของกรมธุรกิจพลังงานปี 2548 รวมไปถึงการลดต้นทุนการผลิตในหน่วยสนับสนุน ตัวอย่างเช่น กระบวนการปรับปรุง

คุณภาพน้ำมันก่อนเข้ากระบวนการผลิตในกรณีที่วัตถุดิบที่ใช้เป็นน้ำมันปาล์มดิบซึ่งมีกรดไขมันอิสระ 3-5 % โดยจำเป็นต้องมีการวิจัยเพื่อลดการสูญเสีย นอกจากนี้ยังมีกระบวนการแยกคืนเมทานอล กระบวนการทำบริสุทธิ์กลีเซอรอล กระบวนการนำไขสบู่ซึ่งเป็นของเสียที่เกิดจากกระบวนการลดกรด และสารอินทรีย์ที่ได้จากกระบวนการทำบริสุทธิ์กลีเซอรอล มาเปลี่ยนให้เป็นเมทิลเอสเตอร์อีกครั้ง และรวมไปถึงระบบบำบัดน้ำเสียที่เกิดจากการผลิตไบโอดีเซล

ตารางที่ 4.3-1 จุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีผลิตไบโอดีเซล

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
1. กระบวนการผลิตแบบพื้นฐาน (Conventional process)	● เป็นเทคโนโลยีที่มีระดับการพัฒนาในประเทศสูงและพึ่งพาตนเองได้ มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และมีการประยุกต์ใช้ในระดับดี ● ลงทุนต่ำ ดำเนินการภายใต้ความดันบรรยากาศและอุณหภูมิไม่สูงใช้พลังงานมาก คุณภาพเมทิลเอสเตอร์สูง สม่ำเสมอ	● มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมสูงกว่าเทคโนโลยีอื่น และมีค่าใช้จ่ายด้านสิ่งแวดล้อมสูง ● ไม่เหมาะกับวัตถุดิบที่มีกรดไขมันอิสระมากกว่า 2%	● เป็นเทคโนโลยีที่ใช้ในปัจจุบันของประเทศไทย เหมาะสมในทั้งระดับชุมชนและขนาด SMEs เนื่องจากไม่ต้องนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ● สามารถทำวิจัยต่อยอดเพื่อพัฒนากระบวนการได้ ● ลงทุนต่ำ และดัดแปรเข้ากับเทคโนโลยีของไทยได้
2. กระบวนการทรานส์เอสเตอริฟิเคชันโดย CD process (Continuous deglycerolization process)	● คุณภาพเมทิลเอสเตอร์สูง สม่ำเสมอดำเนินการภายใต้ความดันบรรยากาศและอุณหภูมิไม่สูง ใช้พลังงานต่ำ ● มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้และมีสมรรถนะสูง มีศักยภาพในการพัฒนาขึ้นในประเทศ เหมาะกับการผลิตในเชิงพาณิชย์ได้ดี	● ราคาการลงทุนสูง ทำให้ระยะเวลาคุ้มทุนยาว ● ไม่เหมาะกับวัตถุดิบที่มีกรดไขมันอิสระมากกว่า 2%	● มีภาพรวมของ practicability and performance สูงสุด ● ไม่เหมาะสมในระดับชุมชนเนื่องจากต้องนำเข้าเทคโนโลยี ● สามารถทำวิจัยเพื่อพัฒนากระบวนการในประเทศได้เอง เพื่อใช้ในระดับ SMEs และขนาดใหญ่ ● มีหลายสถาบันกำลังศึกษาอยู่
3. กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดยใช้เอนไซม์ไลเปส	● กระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด และมีความปลอดภัยสูงสุด ● ปฏิกิริยาสามารถดำเนินไปได้ทั้งในระบบที่มีน้ำและไม่มีน้ำผสมอยู่ ไม่จำเป็นต้องล้างน้ำซ้ำ แยกกลีเซอรอลได้ง่ายเนื่องจากไม่เกิดไขสบู่	● กระบวนการผลิตยังอยู่ในงานวิจัย ระดับการพัฒนาไปใช้ในเชิงพาณิชย์ต่ำมาก ● เอมไซม์ไลเปสที่ใช้มีราคาแพง % ผลได้เมทิลเอสเตอร์ต่ำ	● การประเมินด้านประสิทธิภาพต่ำมากที่สุด ● ไม่เหมาะสมกับไทย เนื่องจากมีราคาสูงและกระบวนการผลิตยังอยู่ในระดับงานวิจัยเท่านั้น
4. กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันภายใต้สภาวะเหนือ	● มีประสิทธิภาพสูงและมีผลกระทบกับสิ่งแวดล้อมต่ำ	● มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูง ศักยภาพการพัฒนาในประเทศต่ำ	● ความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์และความสามารถในการพึ่งพาตนเองด้านเทคโนโลยี

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
วิกฤตยิ่งยวด (Supercritical methanol)	● ไม่มีข้อจำกัดเรื่องกรดไขมันอิสระ ใช้ระยะเวลาในการเกิดปฏิกิริยาเคมีน้อยมาก ไม่ใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาจึงไม่มีปัญหาการเกิดสบู่ และการล้างสบู่ แยกกลีเซอรอลทำได้ง่าย	ต้องการทักษะในการผลิตสูง ● ใช้เมทานอลในปริมาณที่สูง มีอันตรายในการดำเนินงาน ● ราคาเทคโนโลยีสูงกว่าเนื่องจากอุปกรณ์การผลิตต้องทนแรงดันสูงๆ ได้ และต้องมีการจัดสร้างระบบความปลอดภัยด้วย ● ยังไม่มีการผลิตจริงเนื่องจากข้อมูลที่ได้มาจากงานวิจัย	อยู่ในระดับต่ำสุด ● ไม่เหมาะสมกับไทย เนื่องจากมีราคาสูงและกระบวนการผลิตยังอยู่ในระดับงานวิจัยเท่านั้น
5. กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดยการใช้เทคโนโลยีไมโครเวฟ	● มีประสิทธิภาพสูง ● ใช้ระยะเวลาในการเกิดปฏิกิริยาเคมีน้อย และ % ผลได้เมทิลเอสเตอร์สูง ใช้พลังงานต่ำ	● มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูง ศักยภาพในการพัฒนาเทคโนโลยีขึ้นเองต่ำ ● การลงทุนในเทคโนโลยีมีราคาสูง เนื่องจากราคาของหัวไมโครเวฟและระบบความปลอดภัย ● ยังคงมีระบบ Pretreatment, ระบบแยก เช่นเดิม	● เป็นเทคโนโลยีล่าสุดที่มีความเป็นไปได้เชิงพาณิชย์ ● ยังไม่เหมาะสมกับไทยในขณะนี้เนื่องจากต้องนำเข้าเทคโนโลยีและอุปกรณ์การผลิตชุดไมโครเวฟ ● ควรทำวิจัยการประยุกต์ใช้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการสร้างชุดไมโครเวฟขึ้นเองและด้านความปลอดภัย
6. กระบวนการสองปฏิกิริยา (Two stage process)	● เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการประเมินสูงสุดในภาพรวมทั้ง 4 เกณฑ์ และคาดว่าเหมาะสมกับประเทศไทยมากที่สุด ● ใช้ได้ดีกับวัตถุดิบที่มีกรดไขมันอิสระสูงไม่มากนัก เช่น น้ำมันปาล์มดิบ กรดไขมันอิสระ 3-5%	● ยังจำเป็นต้องทำการวิจัยต่อเนื่องจากมีการสิ้นเปลืองเมทานอลสูงกว่า ● มีปัญหาการแยกเกลือที่เกิดจากการทำให้เป็นกลางออก	● เหมาะสมกับไทยแต่จำเป็นต้องศึกษาวิจัยเพื่อปรับปรุง % ผลได้ และหาสภาวะที่เหมาะสม ● สามารถใช้เทคโนโลยีนี้กับโรงงานขนาดเล็กได้ในปัจจุบัน

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
	● % ผลได้เมทิลเอสเตอร์สูง สามารถแทนกระบวนการลดกรดโดยใช้ด่างได้		
7. กระบวนการเอสเตอริฟิเคชัน	● ใช้ได้ดีกับวัตถุดิบที่มีกรดไขมันอิสระสูง ● % ผลได้เมทิลเอสเตอร์สูง ไม่เกิดสบู่ในปฏิกิริยาเนื่องจากใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาแบบกรด	● วัตถุดิบต้องมีกรดไขมันอิสระสูง ดังนั้นถ้าเป็นน้ำมันปาล์มดิบจำเป็นต้องทำปฏิกิริยาทรานส์เอสเตอริฟิเคชันต่อ ● สิ้นเปลืองเมทานอล ● การลงทุนในเทคโนโลยีมีราคาสูงกว่าเนื่องจากใช้ปฏิกิริยาแบบกรด อุปกรณ์การผลิตจึงมีราคาสูงกว่า	● ไม่เหมาะสมกับไทยเพราะน้ำมันปาล์มดิบ และน้ำมันทอดใช้แล้วมีกรดไขมันอิสระไม่สูงมากนัก (3-5%) และยังจำเป็นต้องทำปฏิกิริยาทรานส์เอสเตอริฟิเคชันต่อ ● ข้อมูลที่ได้ในประเทศไทยอยู่ในระดับงานวิจัย

ตารางที่ 4.3-2 สถานะภาพการผลิตไบโอดีเซลขนาดเล็กในประเทศไทย

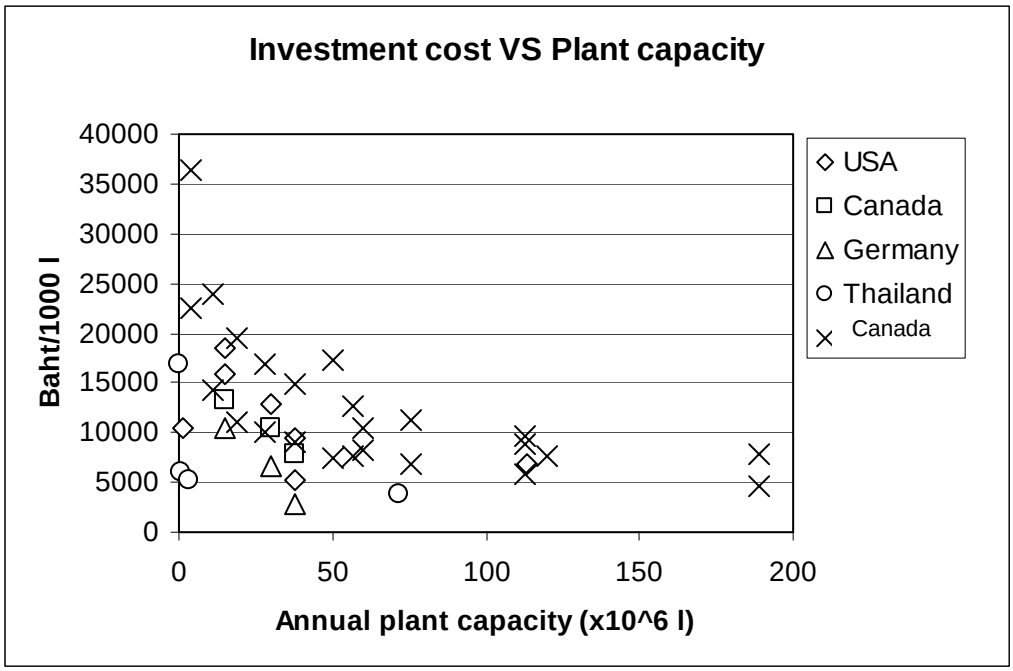
สถานวิจัย	แหล่งข้อมูล	ข้อจำกัด
คณะเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขต กำแพงแสน ▪ เป็นระบบการผลิตแบบสาธิต ใช้น้ำมันพืชสบู่ดำผสมกับดีเซล/น้ำมันสบู่ดำ 100%	จากการสำรวจ	▪ ประสิทธิภาพการหีบสกัดน้ำมันต่ำ เครื่องหีบน้ำมันแบบไฮดรอลิก กำลังการผลิต 20 ลิตรต่อวัน ▪ น้ำมันไบโอดีเซลที่ได้ยังมีความหนืดสูง มีตะกอนของกากปนอยู่และปริมาณกรดจะเพิ่มขึ้นตามระยะเวลาที่จัดเก็บ
สถานจัดการและอนุรักษ์พลังงาน มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ▪ ใช้ระบบการผลิตแบบกะ กำลังการผลิต 150 ลิตรต่อครั้ง	จากการสำรวจ	▪ กำลังการผลิตต่ำ เหมาะสำหรับการผลิตระดับชุมชน ▪ มีข้อจำกัดด้านวัตถุดิบ ใช้เฉพาะสำหรับน้ำมันทอดใช้แล้ว ▪ ยังไม่มีแปรรูปและการจัดการกลีเซอรอล
สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย เป็นระบบการผลิตแบบต่อเนื่อง (ชุดต้นแบบ) กำลังการผลิต 6.25 ลิตรต่อชั่วโมง	กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และสถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี แห่งประเทศไทย (2547)	▪ ความสม่ำเสมอของเมทิลเอสเตอร์ที่ได้ ▪ ยังไม่มีแปรรูปและการจัดการกลีเซอรอล ▪ % ผลได้ ต่ำ (85%)
สำนักงานพัฒนาและอนุรักษ์พลังงาน จ.เชียงใหม่ ▪ ใช้ระบบการผลิตแบบกะกำลังการผลิต 2,000 ลิตรต่อวัน	จากการสำรวจ	▪ ใช้ระยะเวลาในกระบวนการแยกชั้นกลีเซอรอลนาน เป็นเวลา 12 ชั่วโมง ▪ ออกแบบกระบวนการแบบกึ่งต่อเนื่อง แต่ปฏิบัติจริงใช้ระบบกะ ▪ ยังไม่สามารถแยกคืนเมทานอลกลับมาใช้ได้ ▪ ยังขาดระบบบำบัดน้ำเสีย ▪ ยังไม่มีแปรรูปและการจัดการกลีเซอรอล
ศูนย์ศึกษาการพัฒนาพิกุลทองจังหวัดนราธิวาส ▪ ใช้ระบบการผลิตแบบกะ กำลังการผลิต 400 ลิตรต่อวัน ▪ ใช้น้ำมันปาล์มดิบเป็นวัตถุดิบ	จากการสำรวจ	▪ ผลได้ต่ำเนื่องจากกระบวนการขจัดกรดไขมันอิสระยังไม่มีประสิทธิภาพดีพอ ▪ ยังไม่สามารถกลั่นกลีเซอรอลให้บริสุทธิ์ได้ ▪ ยังไม่มีการใช้ประโยชน์จากไขสบู่ที่เกิดจากกระบวนการขจัดกรดไขมันอิสระ

สถานวิจัย	แหล่งข้อมูล	ข้อจำกัด
สถานวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนจากน้ำมันปาล์มและพืชน้ำมัน ■ ใช้ระบบการผลิตแบบกะ กำลังการผลิต 1,000 ลิตรต่อวัน ■ ใช้น้ำมันพืชทอดใช้แล้ว ไขปาล์มสเตียริน และน้ำมันปาล์มรีไฟน์ ■ ได้รับงานวิจัยจาก จ.กระบี่ และ อบจ. สุราษฎร์ธานีให้ออกแบบและจัดสร้างโรงงานผลิตไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์มดิบขนาด 10,000 ลิตร/วันและกลั่นกลีเซอรอลบริสุทธิ์ ขนาด 1000 กก./วัน ■ มีงานวิจัยผลิตเมทิลเอสเตอร์ด้วยกระบวนการเอสเตอริฟิเคชัน จากส่วนกลั่นกรดไขมันปาล์ม กรดไขมันและน้ำมันในบ่อน้ำเสีย ไขสบู่ และสารอินทรีย์จากการแยกกลีเซอรอลดิบ ■ มีงานวิจัยการผลิตระบบ 2 ขั้นตอน ■ มีงานวิจัยการผลิตแบบ CD process	จากการสำรวจ	■ ไม่มีการแยกคืนเมทานอลเนื่องจากไม่คุ้มค่าใช้จ่าย ■ การใช้ประโยชน์จากไขสบู่ที่เกิดจากกระบวนการขจัดกรดไขมันอิสระและการใช้ประโยชน์จากสารอินทรีย์ในกระบวนการทำบริสุทธิ์กลีเซอรอลยังอยู่ระหว่างวิจัย ■ ไม่มีระบบบำบัดน้ำเสีย
โครงการจัดสร้างโรงงานสกัดน้ำมันพืชและผลิตไบโอดีเซล (เอทิลเอสเตอร์) ที่อำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ขนาดกำลังการผลิต 400 ลิตรต่อวัน	มูลนิธิชัยพัฒนาและสถานวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนจากน้ำมันปาล์ม และพืชน้ำมัน	■ ไม่มีกระบวนการกลั่นกลีเซอรอลบริสุทธิ์
กรมอู่ทหารเรือ	จากการสำรวจ	■ ไม่สามารถกลั่นกลีเซอรอลให้บริสุทธิ์ได้ ■ ไม่มีการใช้ประโยชน์จากไขสบู่ที่เกิดจากกระบวนการขจัดกรดไขมันอิสระ ■ ไม่สามารถแยกคืนสารเคมีกลับมาใช้ใหม่

สถานวิจัย	แหล่งข้อมูล	ข้อจำกัด
โกลเด้นไบโอดีเซล		■ มีปัญหาระหว่างในการทำปฏิกิริยาเคมีในบางครั้ง(เกิดสบู่) ซึ่งไม่สามารถหาสาเหตุได้ ■ ไม่สามารถกลั่นกลีเซอรอลให้บริสุทธิ์ได้ ■ น้ำจากระบวนการล้างที่สูญเสียไปมีปริมาณสูงมากจำเป็นต้องมีการวิจัยเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ ■ ไม่สามารถแยกคืนสารเคมีกลับมาใช้ใหม่

4.3.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

เงินลงทุนต่อกำลังการผลิตพันลิตรต่อปีโดยไม่รวมระบบบำบัดน้ำทิ้งสำหรับโรงงานขนาดต่าง ๆ สามารถดูได้จากรูปที่ 4.3-2 ซึ่งเป็นข้อมูลจากต่างประเทศ (ใช้น้ำมันพืชและไขมันสัตว์เป็นวัตถุดิบ) และข้อมูลประมาณการของประเทศไทย (ใช้น้ำมันปาล์มเป็นวัตถุดิบ) โดยคิด 1 $US = 40 บาท และ 1 $Canada = 33 บาท เทคโนโลยีต่างประเทศจะมีราคาค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับราคาประมาณการของเทคโนโลยีไทย โดยของไทยจะต่ำสุด (โดยเฉพาะโรงงานขนาดเล็ก) ตามด้วยของเยอรมัน แคนาดา และอเมริกา ตามลำดับ ส่วนเงินลงทุนที่สำรวจโดย (National resources cananda, office of energy efficiency, 2004) จะสูงกว่าข้อมูลอื่น ๆ อนึ่งในการผลิตเชิงพาณิชย์โรงงานขนาด 30 ล้านลิตร/ปี (ประมาณ 100,000 ลิตร/วัน) ขึ้นไปจึงจะมี Economy of scale



รูปที่ 4.3-2 ความสัมพันธ์ของต้นทุนของโรงงานไบโอดีเซลกับปริมาณการผลิตต่อปี

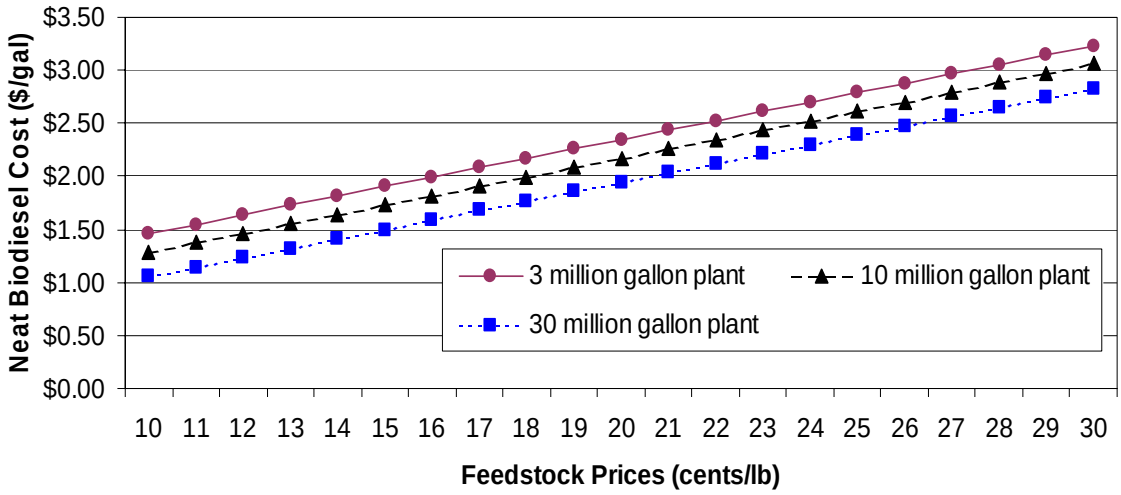
การที่ต้นทุนของเทคโนโลยีไทยค่อนข้างต่ำนั้นเพราะสามารถออกแบบและสร้างอุปกรณ์บางส่วนได้เอง (ไม่มีการคิดค่าใช้จ่ายในส่วน Engineering design and commissioning สำหรับโรงงานขนาดเล็กและขนาดกลาง) และไม่มีส่วนของการเก็บกลับเมทานอลและหน่วยเพิ่มความบริสุทธิ์กลีเซอรีน (สำหรับโรงงานขนาดเล็ก) รวมถึงไม่มีระบบควบคุมอัตโนมัติต่าง ๆ (โรงงานขนาดเล็กและกลาง)

สำหรับต้นทุนการผลิตจะขึ้นกับราคาวัตถุดิบ และการขายผลิตผลพลอยได้เป็นหลัก (Steave Hovell, 2005) รายงานเปอร์เซ็นต์ต้นทุนการผลิตดังตารางที่ 4.3-3 และถ้ากำหนดให้ Return

on investment 15% ราคาต้นทุนของไบโอดีเซลเป็นฟังชั่นกับราคาวัตถุดิบที่โรงงานขนาดต่าง ๆ แสดงได้ดังรูปที่ 4.3-3 ดังนั้นด้วยขนาดของโรงงาน 11.36-113.6 ล้านลิตร (3-30 ล้านแกลลอน) ต่อปี ถ้าน้ำมันปาล์มดิบราคา 14-20 บาท/กก. (0.16-0.23 $US/lb) ไบโอดีเซลที่ผลิตได้จะมีต้นทุน 17-27.5 บาท/ลิตร (1.6-2.6 $US/gal)

ตารางที่ 4.3-3 ประมาณการค่าใช้จ่ายในการผลิตไบโอดีเซล

Real Annual Cost of Capital	6.3%
Sales and Administration	8.8%
Annualized Cost of Working Capital	1.0%
Fat/Oil (pounds)	69.9%
Alcohol (gallons)	5.1%
Catalyst (pounds)	1.6%
Plant Labor (including benefits)	3.4%
Utilities, Maintenance, Insurance	4.0%



รูปที่ 4.3-3 ต้นทุนการผลิตของไบโอดีเซลที่ราคาวัตถุดิบและขนาดโรงงานต่าง ๆ

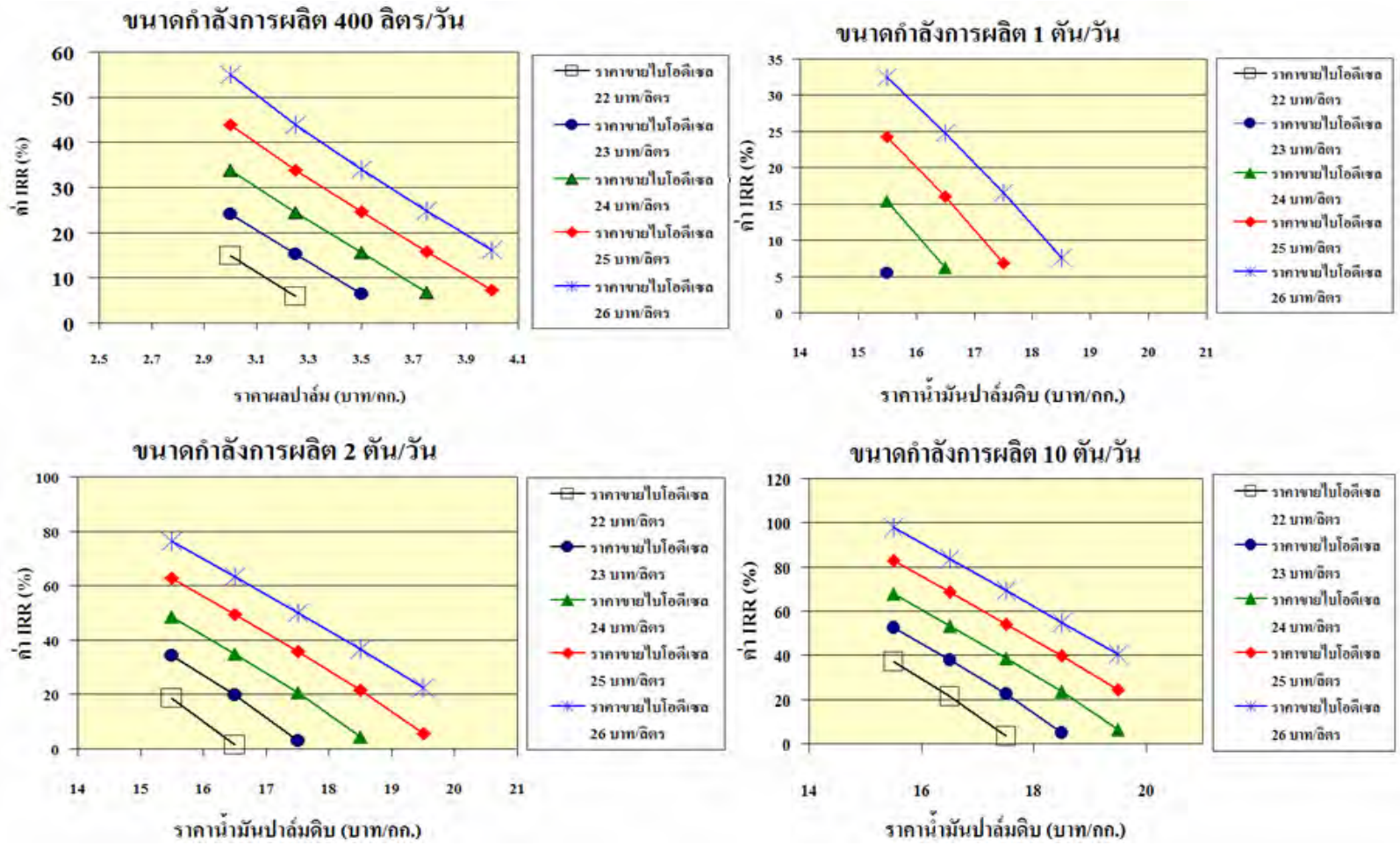
สำหรับต้นทุนการผลิตไบโอดีเซลที่ใช้เทคโนโลยีไทย(ซึ่งสำรวจโดยคณะผู้วิจัย) จะพิจารณาโรงงานเป็น 3 ขนาด ดังได้กล่าวในหัวข้อที่ 4.3.2 ทั้งนี้มีข้อสมมติฐานดังนี้ คือ สำหรับโรงงานระดับชุมชน ราคาปาล์มผลร่วง 3 บาท/กก. (ถ้าใช้น้ำมันปาล์มดิบจะคิดราคา 17.5 บาท/กก) กากปาล์มขายได้ 2 บาท/กก.หรือขายกลีเซอรีนดิบได้ 5 บาท/ลิตร ไม่ต้องเสียภาษีใน 8 ปีแรก ราคาขายไบโอดีเซล 24 บาท/ลิตร ดอกเบี้ยเงินกู้ 7.5-8 % และอายุเครื่องจักร 10 ปี สำหรับระดับ SME และระดับอุตสาหกรรมจะใช้น้ำมันปาล์มดิบเป็นวัตถุดิบที่ราคา 17.5 บาท/กก. และขายกลีเซอรีนบริสุทธิ์ได้ 30 บาท/กก. ไม่ต้องเสียภาษีใน 8 ปีแรก ราคาขายไบโอดีเซล 24 บาท/ลิตร ดอกเบี้ยเงินกู้

7.5-8 % และอายุเครื่องจักร 10 ปี แล้วจึงคำนวณ IRR เพื่อดูว่าสูงกว่าที่คาดหวัง (18.5%) ไว้หรือไม่ และปีที่คุ้มทุน รวมถึงทำการวิเคราะห์ผลกระทบของราคาวัตถุดิบ และราคาขายไบโอดีเซลด้วย (ดูรูปที่ 4.3-4)

ข้อมูลเชิงเศรษฐศาตร์และศักยภาพเชิงตลาดของเทคโนโลยีผลิตไบโอดีเซลที่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.3-4

ตารางที่ 4.3-4 สรุปการประเมินผลเชิงเศรษฐศาตร์และศักยภาพเชิงตลาดของเทคโนโลยีผลิตไบโอดีเซลที่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. เทคโนโลยี Transesterification แบบพื้นฐาน	▪ <u>โรงงานขนาด 3-10 ล้านลิตร/ปี</u> เงินลงทุน 8,000-25,000 บาท/พันลิตร ราคาน้ำมันปาล์มดิบ 14-20 บาท/กก. ต้นทุนไบโอดีเซล 21-27.5 บาท/ลิตร สำหรับการประมาณการของประเทศไทยโดยมีข้อสมมติฐานดังกล่าวข้างต้นพบว่ามีความคุ้มทุนและได้ IRR สูงกว่าที่คาดหวัง ▪ <u>โรงงานขนาด 30 ล้านลิตร/ปีขึ้นไป</u> เงินลงทุน 5,000-15,000 บาท/พันลิตร ถ้าราคาน้ำมันปาล์มดิบ 14-20 บาท/กก. ต้นทุนไบโอดีเซล 17.-25.4 บาท/ลิตร สำหรับการประมาณการของประเทศไทยโดยมีข้อสมมติฐานดังกล่าวข้างต้นพบว่ามีความคุ้มทุนและได้ IRR สูงกว่าที่คาดหวัง	▪ เทคโนโลยีนี้เหมาะสำหรับโรงงานขนาดเล็กและกลาง ซึ่งสามารถพัฒนาได้เองในประเทศ ▪ จะสามารถตอบสนองศักยภาพของไบโอดีเซลที่จะผลิตได้ในปี 2554 และ 2559 ที่ 2 และ 5.1 ล้านลิตร/วันได้ ถ้าโรงงานที่สร้างมีขนาด 50,000 และ100,000 ลิตร/วันขึ้นไป จนถึง 300,000 ลิตร/วัน
2. เทคโนโลยี Transesterification แบบ CD process	▪ <u>โรงงานขนาด 15-30 ล้านลิตร/ปี</u> เงินลงทุน 6,000-11,000 บาท/พันลิตรและขนาด 30-120 ล้านลิตร/ปี เงินลงทุน 5,000-10,000 บาท/พันลิตร ถ้าราคาน้ำมันปาล์มดิบ 14-20 บาท/กก. ต้นทุนไบโอดีเซล 17-25.4 บาท/ลิตร สำหรับการประมาณการของประเทศไทยโดยมีข้อสมมติฐานดังกล่าวข้างต้นพบว่ามีความคุ้มทุนและได้ IRR สูงกว่าที่คาดหวัง	▪ ยังไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีขึ้นเองในประเทศ แต่สามารถลดต้นทุนโดยใช้การสร้างอุปกรณ์ต่าง ๆ ในประเทศ ▪ เป็นเทคโนโลยีที่มีต้นทุนต่ำและประสิทธิภาพสูง ▪ สามารถตอบสนองต่อศักยภาพของไบโอดีเซลที่จะผลิตได้ในปี 2554 และ 2559 ที่ 2 และ 5.1 ล้านลิตร/วันได้ โดยโรงงานที่ก่อสร้างควรมีขนาด100,000 ลิตร/วันขึ้นไป
3. เทคโนโลยี กระบวนการสองปฏิกิริยา	▪ เช่นเดียวกับเทคโนโลยีที่ 1	▪ เช่นเดียวกับเทคโนโลยีที่ 1



รูปที่ 4.3-4 ค่า IRR เป็นฟังก์ชั่นกับราคาวัตถุดิบและราคาขายของโรงงานผลิตไบโอดีเซลขนาดต่างๆ

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนในกรณีของไทยพบว่ารายได้จากกลีเซอรีนมีมูลค่ามากกว่า 10 % ของรายได้ทั้งหมด แต่จากการสำรวจโรงงานขนาดชุมชนและขนาดเล็กยังไม่มีการนำกลีเซอรีนดิบไปใช้ประโยชน์หรือขาย ดังนั้นเทคโนโลยีการทำให้กลีเซอรีนบริสุทธิ์เพื่อขายหรือนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นที่เหมาะสมจึงมีความสำคัญและต้องการการวิจัยพัฒนาอย่างเร่งด่วน

4.3.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีต่าง ๆ ในการผลิตไบโอดีเซลบนพื้นฐานของความเห็นของผู้เชี่ยวชาญ ในประเด็นสมรรถนะและความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้ (Practicability and Performance) ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economics) ระดับความก้าวหน้าของเทคโนโลยี (Maturity of technology) และโอกาสการพึ่งพาตนเองทางเทคโนโลยีภายในประเทศ (Technological self-reliance) พบว่า สามารถแบ่งกลุ่มเทคโนโลยีตามลำดับความสำคัญได้เป็น 2 กลุ่มดังนี้

กลุ่มที่ 1 ประกอบด้วยเทคโนโลยีกระบวนการผลิตแบบพื้นฐาน แบบ CD process และ Two stage process ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่พร้อมที่จะนำมาใช้ได้ในกรณีโรงงานขนาดเล็ก แต่สำหรับกำลังการผลิตขนาดใหญ่ซึ่งมักต้องใช้กระบวนการแบบต่อเนื่องนั้นยังต้องมีการพัฒนา ทั้งนี้เทคโนโลยีที่สมควรได้รับการพัฒนาและนำมาใช้มากเป็นอันดับหนึ่งคือ กระบวนการแบบ Two stage ตามด้วย CD Process

กลุ่มที่ 2 ประกอบด้วยกระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชัน ที่ใช้เอนไซม์ไลเปส ,Supercritical methanol และเทคโนโลยีไมโครเวฟ เป็นกลุ่มเทคโนโลยีที่ค่อนข้างก้าวหน้าและพร้อมที่จะใช้งานมากกว่าเทคโนโลยีอื่น แต่เทคโนโลยีเอนไซม์ไลเปสมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์สูงสุดและมีโอกาสพัฒนาขึ้นเองภายในประเทศ แต่มีระดับการพัฒนาเทคโนโลยี (Maturity of technology) ยังตามหลังเทคโนโลยีอื่นอยู่ ทั้งนี้ในภาพรวมแล้วเทคโนโลยีไมโครเวฟเป็นเทคโนโลยีใหม่ที่น่าสนใจสมควรได้รับการพัฒนาต่อไป และจะเป็นเทคโนโลยีที่สามารถแข่งขันได้ในอนาคต

ตารางที่ 4.3-5 ลำดับสำคัญของเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไบโอดีเซล

กลุ่มที่	ประเภทเทคโนโลยี	ข้อสังเกต/ลักษณะเฉพาะ
1 (>80%)	■ กระบวนการผลิตแบบพื้นฐาน (Conventional process) ■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดย CD process (Continuous deglycerolization process) ■ กระบวนการสองปฏิกิริยา (Two stage process)	■ เทคโนโลยีกระบวนการผลิตแบบพื้นฐานสามารถใช้งานได้ดี ณ ปัจจุบัน ในระดับขนาดการผลิตปานกลางและเล็ก เพราะมีการลงทุนต่ำและพึ่งพาตนเองได้เกือบทั้งหมด มีระยะเวลาในการคืนทุนสั้น สามารถติดตั้งได้ง่าย และใช้ในการผลิตระดับชุมชนได้เป็นอย่างดี ใช้กับการผลิตขนาดเล็กได้ตลอดไป แต่ในระดับปานกลาง (วิสาหกิจชุมชน) เมื่อเลยเวลา 5 ปีจากนี้ ควรใช้ CD process ได้ เพราะเทคโนโลยีนี้น่าจะพัฒนาได้ในประเทศ ■ กระบวนการทรานส์เอสเตอริฟิเคชันแบบ CD process ควรใช้ในโรงงานที่มีกำลังการผลิตปานกลางและสูง เนื่องจากมีการลงทุนที่สูง การพัฒนาภายในประเทศ น่าจะพบแนวทางการลดต้นทุนอุปกรณ์/เครื่องจักรลงได้ ซึ่งเทคโนโลยีนี้มีประสิทธิภาพสูงกว่าแบบพื้นฐาน ในช่วง 5 ปี ต่อจากนี้จะเป็นช่วงเวลาในการพัฒนาเทคโนโลยีนี้ในระดับเชิงพาณิชย์ในประเทศ ■ กระบวนการสองปฏิกิริยา (Two stage process) เหมาะสมกับวัตถุดิบที่เป็นน้ำมันปาล์มดิบของประเทศไทยมากที่สุด และหากการพัฒนากระบวนการเอสเตอริฟิเคชันโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา Heterogeneous เป็นผลสำเร็จ กระบวนการนี้จะมีจุดเด่นเพิ่มขึ้นอีก กล่าวคือ ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำลง และใช้งานได้ง่ายขึ้น ถ้าหากในส่วนการเกิดปฏิกิริยา ทรานส์เอสเตอริฟิเคชัน สามารถใช้กระบวนการ CD process เข้าร่วมจะทำให้มีศักยภาพในการผลิตสูงมาก เทคโนโลยีนี้น่าจะเป็นเทคโนโลยีหลักของไทยในช่วง 10 ปีข้างหน้านี้
2 (<70%)	■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดยการใช้เทคโนโลยีไมโครเวฟ ■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดยใช้เอนไซม์ไลเปส ■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันภายใต้	■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดยการใช้เทคโนโลยีไมโครเวฟ ซึ่งอาจรวมเอากระบวนการเอสเตอริฟิเคชันโดยใช้คลื่นไมโครเวฟด้วย อุปสรรคสำคัญคือการสร้างถังปฏิกรณ์ไมโครเวฟที่ปลอดภัยและมีศักยภาพสูง รวมทั้งตัวเร่งปฏิกิริยาที่มีประสิทธิภาพของทั้งทรานส์เอสเตอริฟิเคชัน และเอสเตอริฟิเคชันซึ่งถ้าหากมีการพัฒนาขีดความสามารถในการสร้างถังปฏิกรณ์และพัฒนาตัวเร่งปฏิกิริยาได้สำเร็จ เทคโนโลยีนี้ก็จะมีโอกาสสูงที่จะเป็นเทคโนโลยีอันใหม่ของการผลิตไบโอดีเซล ซึ่งอาจสำเร็จภายใน 5 ปี ข้างหน้านี้ ■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันโดยใช้เอนไซม์ไลเปส จะต้องรอการพัฒนาอีกยาวนานเพื่อให้สามารถแข่งขันได้ เพราะมีอุปสรรคอีกหลายด้าน ■ กระบวนการทรานส์เอสเตริฟิเคชันภายใต้สภาวะเหนือวิกฤตยิ่งยวด (Supercritical methanol) ซึ่งมีการวิจัยในต่างประเทศมาร่วม 10 ปีแล้วยังมีอุปสรรคในการทำงานที่อุณหภูมิสูงและความดันสูง จึงต้องมีการพัฒนาต่อ เพราะต้นทุนสูง อีกทั้งต้องแข่งขันกับเทคโนโลยีไมโครเวฟ ที่ใช้เวลาทำปฏิกิริยาสั้นเช่นกัน ต่างกันที่สภาวะเหนือวิกฤตยิ่งยวดไม่ต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา ซึ่งทำให้กระบวนการต่อเนื่องมีความง่ายในการใช้

กลุ่มที่	ประเภทเทคโนโลยี	ข้อสังเกต/ลักษณะเฉพาะ
	สภาวะเหนือวิกฤตยิ่งยวด (Supercritical methanol)	งาน หากไม่มีการพัฒนาเทคโนโลยีแบบทะลุทะลวง (Breakthrough) ที่สำคัญ กระบวนการนี้อาจไม่สามารถแข่งขันเชิงพาณิชย์ได้

4.3.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

ปัญหาและอุปสรรคที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีของการผลิตไบโอดีเซลสามารถสรุปได้ดังนี้

4.3.5.1 ด้านเทคโนโลยี

- มีการกำหนดคุณภาพไบโอดีเซลไว้สูงและหลายรายการ แต่หน่วยงาน/ห้องปฏิบัติการที่ให้บริการตรวจสอบคุณภาพน้ำมันไบโอดีเซลครบทุกรายการมีน้อย นอกจากนี้ราคาการตรวจสอบคุณสมบัติน้ำมันไบโอดีเซลให้ครบทุกรายการมีราคาแพง จึงเป็นภาระค่าใช้จ่ายของโรงงานขนาดเล็ก ตลอดจนบุคลากรที่มีความสามารถในการบริการตรวจคุณสมบัติน้ำมันไบโอดีเซลมีน้อย
- เทคโนโลยีการผลิตในระดับชุมชนภายในประเทศยังมีประสิทธิภาพต่ำ ซึ่งทำให้ได้ผลผลิตที่ไม่ได้คุณภาพ
- การใช้ประโยชน์จากกลีเซอรอลที่เป็นผลพลอยได้ยังไม่ชัดเจน และมีข้อมูลว่าการใช้กลีเซอรีนเป็นเชื้อเพลิงมีประเด็นการเกิดสารพิษ Acrolei นอกจากนี้การทำกลีเซอรอล
  บริสุทธิ์แบบต่อเนื่องอาจต้องใช้เทคโนโลยีจากต่างประเทศ
- เทคโนโลยีการผลิตระดับอุตสาหกรรมภายในประเทศยังไม่เป็นที่ยอมรับในด้านคุณภาพ เนื่องจากงบประมาณที่ใช้ในการสนับสนุนการค้นคว้าวิจัยเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีระดับอุตสาหกรรมน้อยมาก
- ยังไม่มีงานวิจัยในเชิงพาณิชย์ ในการจัดการกับของเสียที่เกิดจากระบวนการผลิตไบโอดีเซล อาทิ ไขสบู่ที่ได้จากกระบวนการลดกรด และยังไม่มีงานวิจัยที่สร้างมูลค่าเพิ่มในการผลิตไบโอดีเซล เช่น การสกัดวิตามิน A และ E
- เทคโนโลยีที่นำเข้ายังต้องปรับปรุงให้สอดคล้องกับคุณสมบัติของวัตถุดิบหลักของประเทศไทย (น้ำมันปาล์ม)ซึ่งค่าใช้จ่าย ในการดำเนินการจะมีความแตกต่างกัน
- กระบวนการในการบริหารจัดการเพื่อให้สามารถใช้วัตถุดิบและพลังงานในการผลิตให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดหรือสามารถนำกลับมาใช้ได้ใหม่ยังไม่ชัดเจน

4.3.5.2 ด้านวัตถุดิบ และการตลาด

- ต้นทุนในการผลิตในระดับชุมชนที่มีการผลิตแบบกะ ซึ่งมีกำลังการผลิตต่ำอาจจะมีต้นทุนสูง ส่งผลถึงราคาจำหน่ายไบโอดีเซลที่สูงตาม

- วัตถุดิบที่สามารถแข่งขันได้กับปิโตรเลียมดีเซล คือ น้ำมันทอดใช้แล้วและไขปาล์มสเตียริน แต่ยังมีปริมาณจำกัด ส่วนวัตถุดิบอื่นๆ ยังมีความแปรปรวนของราคาอยู่สูง (อาจแข่งขันได้บางช่วงเวลา)
- วัตถุดิบยังไม่มีความแน่นอนทั้งปริมาณ และราคา นอกจากนี้ราคาของวัตถุดิบแอลกอฮอล์ที่ใช้ในการผลิตสูงและอาจไม่เพียงพอ โดยต้องนำเข้าจากต่างประเทศเป็นหลัก
- ไบโอดีเซลมีต้นทุนการผลิตสูงกว่าน้ำมันดีเซลประมาณ 2 เท่า โดยแบ่งเป็นต้นทุนด้านวัตถุดิบ สารเคมี และต้นทุนด้านการแปรรูป โดยเฉพาะต้นทุนที่เป็นวัตถุดิบทางการเกษตร ราคามักมีความแปรปรวนสูง
- การผลิตกลีเซอรอลบริสุทธิ์จำนวนมากทำให้ราคาขายในท้องตลาดต่ำลง และปัจจุบันการใช้ประโยชน์จากผลพลอยได้กลีเซอรอลยังไม่ชัดเจน เพราะหากประเทศไทยผลิตไบโอดีเซลวันละ 8.5 ล้านลิตรตามยุทธศาสตร์ จะมีกลีเซอรอลวันละ 8.5 แสนกิโลกรัม เช่นกัน จึงอาจทำให้ปริมาณกลีเซอรอลบริสุทธิ์ล้นตลาด ซึ่งนำไปสู่การไม่คุ้มค่าในการผลิต ทั้งที่ในความเป็นจริงกลีเซอรอลเป็นสิ่งที่สามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมต่างๆได้อีก เช่น อุตสาหกรรมผลิตยา ยาสูบ อาหาร เครื่องสำอาง สบู่ และอุตสาหกรรม Oleochemical ฯลฯ

4.3.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

จากการสำรวจเทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซลในระดับอุตสาหกรรม อาจแบ่งออกได้ 2 กลุ่ม คือ กลุ่มแรกเป็นบริษัทขนาดใหญ่ หรือบริษัทข้ามชาติ ซึ่งมีเงินลงทุนสูง กลุ่มนี้มีแนวโน้มที่จะซื้อเทคโนโลยีแบบเบ็ดเสร็จ (Turn key) มาจากต่างประเทศ เนื่องจากไม่มีปัญหาด้านเงินทุน และต้องการผลิตไบโอดีเซลในระดับกำลังผลิตสูงมาก เช่น 200,000 ลิตรต่อวันขึ้นไป และต้องการเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพจากต่างประเทศซึ่งมีการพัฒนามาอย่างดีแล้ว

สำหรับกลุ่มที่สองเป็นกลุ่มบริษัทที่มีขนาดกลางหรือเล็ก มีแนวโน้มที่จะใช้เทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้นเองภายในประเทศ เพียงแต่ยังไม่สามารถตัดสินใจลงทุนสร้างโรงงานได้ เนื่องจากความไม่แน่นอนของราคาและปริมาณวัตถุดิบที่จะนำมาผลิตไบโอดีเซล ซึ่งกลุ่มที่สองนี้มักจะเป็นกลุ่มที่มีความเกี่ยวข้องกับการปลูกพืชน้ำมัน การผลิตน้ำมันพืช หรือกิจการที่มีธุรกิจการขนส่งที่ต้องพึ่งพาน้ำมันดีเซลเป็นหลัก

องค์ความรู้/ขีดความสามารถที่ต้องการมีดังนี้

- เทคโนโลยีการพัฒนาพันธุ์พืชน้ำมันให้มีผลผลิตต่อไร่สูง โดยเน้นที่การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีชีวภาพที่ประเทศมีฐานอยู่พอสมควร (ลำดับความสำคัญสูง)
- Engineering know-how สำหรับโรงงานผลิตไบโอดีเซลขนาดกลาง/เล็ก รวมถึงการบูรณาการเข้ากับโรงงานสกัดน้ำมันพืช เพื่อให้การใช้ทรัพยากรทุกอย่างให้คุ้มค่าและลดต้นทุน (ลำดับความสำคัญสูง)
- เทคโนโลยีการเพิ่มความบริสุทธิ์ของกลีเซอรีนเพื่อให้สามารถจำหน่ายให้กับอุตสาหกรรมอื่น หรือเทคโนโลยีการนำกลีเซอรีนดิบไปใช้ประโยชน์ด้านอื่น ๆ (ลำดับความสำคัญสูง)
- เทคโนโลยีการสกัดแยกสารอินทรีย์ที่มีมูลค่าสูง เช่น วิตามินเอ และอี ออกจากน้ำมันพืชก่อนนำไปทำไบโอดีเซล (ลำดับความสำคัญปานกลางถึงต่ำ)
- ควรวิจัยพัฒนาเพื่อสร้างองค์ความรู้ของเทคโนโลยี Transesterification ทั้งแบบที่ใช้เทคนิคไมโครเวฟ Supercritical methanol และอื่น ๆ รวมถึงการพัฒนาสารเร่งปฏิกิริยาใหม่ ๆ ที่ช่วยเพิ่มประสิทธิผลในการผลิต (ลำดับความสำคัญต่ำ)

4.4 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล

4.4.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview)

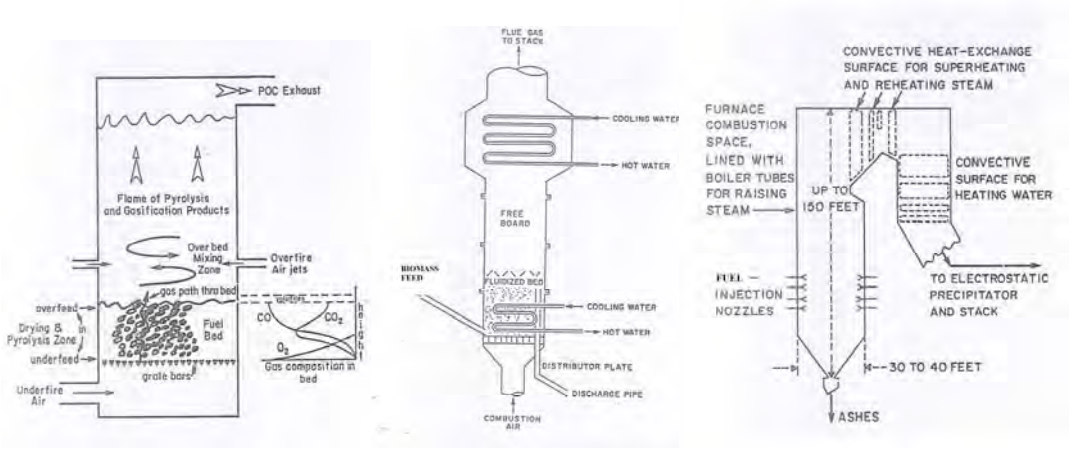
ปัจจุบันชีวมวลถูกนำไปผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้ากันอย่างแพร่หลายทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ ซึ่งระบบจะมีตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงระดับโรงไฟฟ้า รูปที่ 4.4-1 แสดงการเปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานด้วยกระบวนการทางเคมี-ความร้อน ซึ่งมีระบบหลักๆ อยู่ 4 ระบบ คือ การเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired) การเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงสองชนิดขึ้นไป (Cofiring) แก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) และไพโรไลซิส (Pyrolysis)

ความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงสามารถนำไปผลิตไฟฟ้าและ/หรือความร้อนร่วมด้วย วัฏจักรแรงคิน โดยความร้อนจะถูกนำไปผลิตไอน้ำความดันสูง แล้วนำไปผ่านกังหันไอน้ำเพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เราสามารถออกแบบให้สามารถดึงไอน้ำบางส่วนขณะผ่านหรือหลังผ่านกังหันไปใช้ประโยชน์ในรูปความร้อน (Extraction/back pressure turbine) หรือให้ไอน้ำทั้งหมดผ่านกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้า (Condensing turbine)

การแยกสลายด้วยความร้อนแบบไม่มีออกซิเจน (Pyrolysis) และแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) ซึ่งเป็นกระบวนการที่ทำให้เกิดการออกซิเดชั่นบางส่วนกับออกซิเจน ไอน้ำ หรือคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ทั้งสองกระบวนการเปลี่ยนชีวมวลที่อยู่ในรูปของแข็งซึ่งมีองค์ประกอบหลัก คือ คาร์บอน ไฮโดรเจน และออกซิเจน ให้กลายเป็นก๊าซที่เผาไหม้ได้ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซมีเทน (CH_4) และเป็นของเหลวไฮโดรคาร์บอน และถ่าน เชื้อเพลิงที่ได้เหล่านี้จะถูกเผาไหม้เพื่อเปลี่ยนเป็นพลังงานความร้อน แล้ว

เปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าผ่านวัฏจักรแรงคิน หรือกังหันก๊าซได้เช่นเดียวกับการเผาไหม้ตรง หรือป้อนเป็นเชื้อเพลิงให้เครื่องยนต์สันดาปภายใน

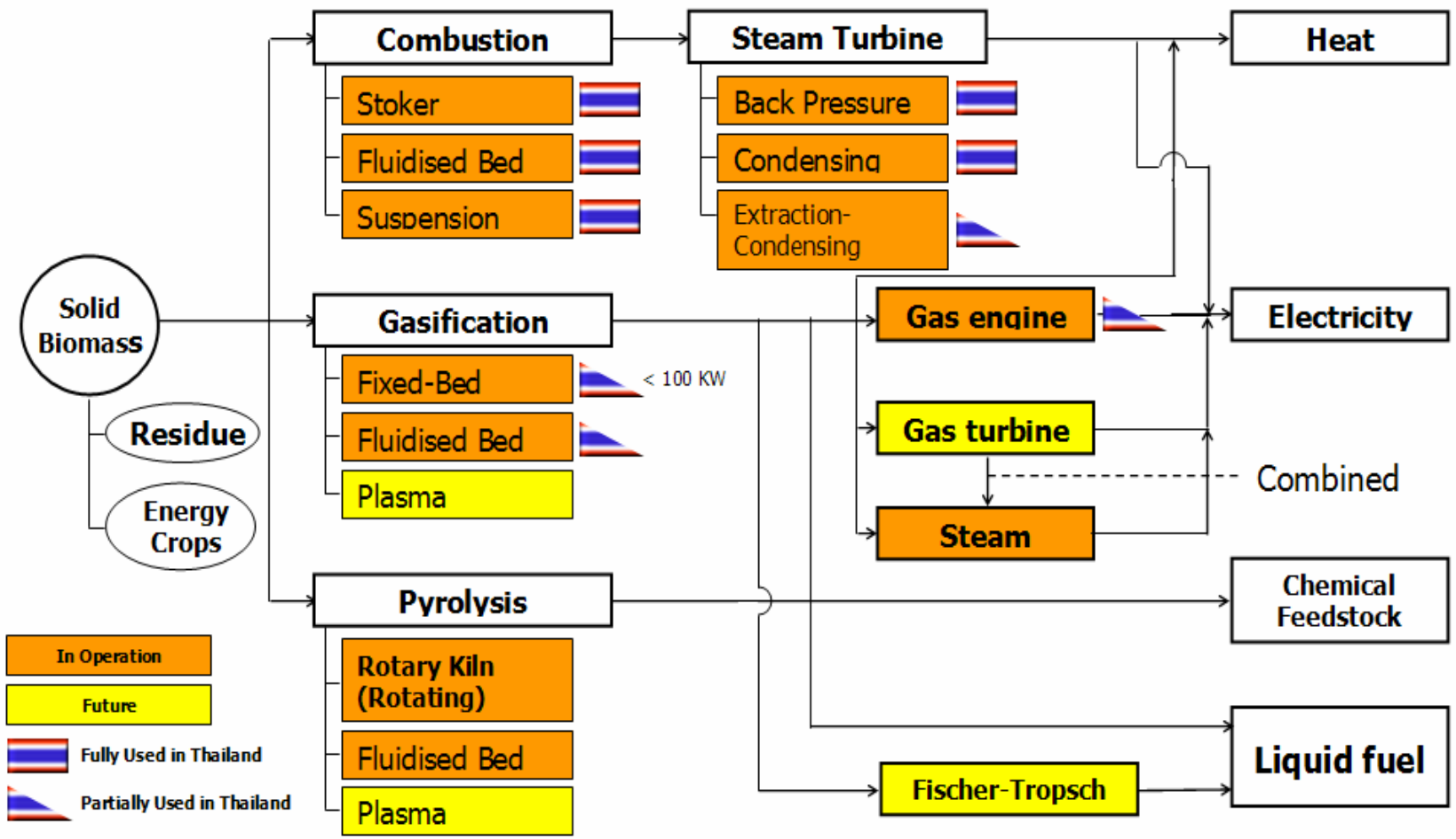
เทคโนโลยีหรือเทคนิคที่ใช้สำหรับการเผาไหม้โดยตรงหรือเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงอื่น แก๊สซิฟิเคชั่น และการแยกสลายด้วยความร้อนจะมีหลักการเหมือนกัน จะต่างกันก็เพียงปริมาณอากาศหรือก๊าซที่ป้อน เทคโนโลยีที่มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์สามารถแบ่งตามลักษณะการเคลื่อนที่ของเชื้อเพลิงและอากาศได้เป็นสามระบบใหญ่ ๆ (รูปที่ 4.4-2) ได้แก่



(ก) (ข) (ค)

รูปที่ 4.4-1 เทคโนโลยีการเปลี่ยนชีวมวลเป็นพลังงานระบบ (ก) เบดนิ่ง (ข) ฟลูอิดไดซ์เบด และ (ค) ลอยตัว

- แบบเบดนิ่ง/เคลื่อนที่ (Fixed/Moving bed) ซึ่งมีตะกรับ หรือตะแกรงไว้รองกองเชื้อเพลิงที่อาจอยู่นิ่งหรือเคลื่อนที่ และมีอากาศซึ่งอาจจะไหลสวนทาง ไหลตามกัน หรือไหลขวางกับการไหลของเชื้อเพลิง เหมาะสำหรับระบบที่มีขนาดเล็ก/กลาง เป็นระบบที่ต้องการการเตรียมเชื้อเพลิงน้อย และใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิดโดยอาจป้อนเดี่ยวหรือผสมกัน รวมถึงควบคุมมลพิษที่ปล่อยให้อยู่ในระดับมาตรฐานได้ง่าย อย่างไรก็ดีระบบมีอัตราการปลดปล่อยความร้อนต่อปริมาตรเตาเผาต่ำกว่าแบบอื่น จึงมีขนาดใหญ่และมีค่าใช้จ่ายสูงในการซ่อมบำรุงเพราะมีส่วนเคลื่อนที่ (ตะกรับ) ที่อยู่ในสภาพแวดล้อมที่อุณหภูมิสูง
- แบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized bed) ซึ่งเหมาะสำหรับระบบที่มีขนาดกลาง/ใหญ่ โดยอากาศจะถูกป้อนเข้าทางด้านล่าง และทำให้เบดของอนุภาคเฉื่อย เช่น ทราย กับอนุภาคของเชื้อเพลิงซึ่งมีอยู่ประมาณ 2-5% โดยน้ำหนักของเบดเกิดการเคลื่อนที่คล้ายของไหล ทำให้เชื้อเพลิงเกิดการสัมผัสกับอากาศได้ดีและมีการถ่ายเทมวลสารและความร้อนสูง เมื่อใช้เป็นห้องเผาไหม้ เบดจะช่วยให้การเผาไหม้เสถียรและทำงานได้ดีที่อุณหภูมิ 700-850 °C ซึ่ง



รูปที่ 4.4-2 Biomass Technology for Heat and/or Power Overview

ช่วยลดปัญหาการปลดปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ ระบบจึงมีประสิทธิภาพสูง สามารถใช้กับเชื้อเพลิงได้หลากหลายและที่มีความชื้นสูง ข้อเสียของระบบนี้ คือ อุปกรณ์เกิดการสึกกร่อนสูงเนื่องจากการเสียดสีของอนุภาคเบด และพัดลมใช้พลังงานมากเพื่อป้อนอากาศ ปัจจุบันมีการพัฒนาระบบฟลูอิดไดซ์เบดแบบความดันสูง ซึ่งมีทั้งแก๊สซิฟิเคชั่นและเผาไหม้โดยออกแบบให้ทำงานเป็นวัฏจักรพลังงานความร้อนร่วม (Combined cycle) ประสิทธิภาพผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ประเมินมีค่าสูงกว่า 50% และจะสามารถใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ในปี พ.ศ. 2553

- แบบลอยตัว (Entrained bed) ซึ่งเหมาะสำหรับระบบที่มีขนาดใหญ่ โดยเชื้อเพลิงที่ใช้จะมีขนาดเล็กมากเพื่อให้สามารถเกิดปฏิกิริยาเคมีขณะลอยไปกับอากาศหรือก๊าซร้อนได้ ชีวมวลที่จะใช้กับระบบนี้มักต้องเสียค่าใช้จ่ายในการบดย่อย ยกเว้นพวกขี้เลื่อยหรือแกลบ แต่ก็ต้องระวังในการออกแบบเพราะขนาดอนุภาคเชื้อเพลิงที่ใหญ่เกินไปจะทำให้เผาไหม้คาร์บอนในเชื้อเพลิงไม่หมด ประสิทธิภาพทางความร้อนที่ได้จะต่ำ ถ้าประยุกต์ใช้กับการเผาไหม้มักมีปัญหาไนโตรเจนออกไซด์ที่ปล่อยออกมากับไอเสียสูงเกินมาตรฐาน เพราะระบบทำงานที่อุณหภูมิสูง (1,200-1,600 °C)

ตารางที่ 4.4-1 แสดงถึงความเหมาะสมของการประยุกต์ใช้แต่ละเทคโนโลยีกับชีวมวลต่าง ๆ ซึ่งฟลูอิดไดซ์เบดมีความหยืดหยุ่นสูง สามารถใช้กับชีวมวลได้หลายชนิด รูปที่ 4.4-1 แสดงให้เห็นว่าเทคโนโลยีทั้งสามรูปแบบถูกนำไปประยุกต์ใช้ในเชิงพาณิชย์กับการเผาไหม้ชีวมวลได้ดี จึงมีการใช้อย่างแพร่หลายในไทย

ตารางที่ 4.4-1 เทคโนโลยีที่ประยุกย์ใช้กับชีวมวลชนิดต่างๆ

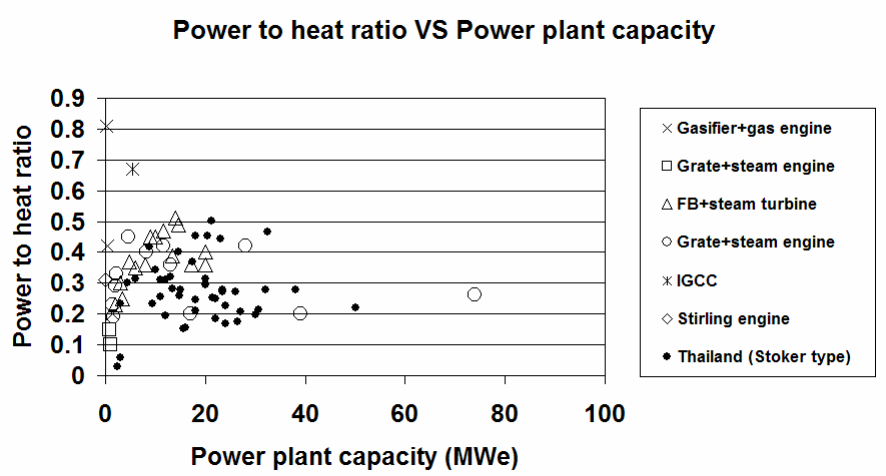
ชีวมวล	ระดับความเหมาะสม		
	แบบตะกรับ	ฟลูอิไดซ์เบด	แบบลอยตัว
แกลบ	ปานกลาง	มาก	ปานกลาง
กากปาล์ม	น้อย	ปานกลาง	น้อย
ชานอ้อย	ปานกลาง	มาก	น้อย
เศษไม้	มาก	มาก	น้อย
กะลาและซังข้าวโพด	ปานกลาง	ปานกลาง	น้อย

ปัจจุบันมีการพัฒนาระบบพลาสมา (Plasma) เพื่อให้ความร้อนแก่ชีวมวลในกระบวนการแก๊สซิฟิเคชั่นและไพโรไลซิสให้มีอุณหภูมิสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ซึ่งสามารถผลิตเชื้อเพลิงในรูปแก๊สและของเหลวได้อย่างมีประสิทธิภาพ คาดว่าจะมีการใช้เทคโนโลยีนี้ในเชิงพาณิชย์ในอนาคตอันใกล้นี้

4.4.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่าง ๆ

ตารางที่ 4.4-2 แสดงข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ประยุกต์ใช้กับการเผาไหม้แก๊สซิฟิเคชั่น และไพโรไลซิสชีวมวล ทั้งในขนาดเชิงพาณิชย์และขนาดสาธิต

การใช้ชีวมวลทางการเกษตรผลิตพลังงานในประเทศไทยส่วนใหญ่จะใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้ตรง แล้วนำความร้อนไปผลิตไอน้ำความดันสูง เพื่อป้อนเข้าสู่กังหันไอน้ำปั่นไฟฟ้า มีบางโรงงานที่ใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นจากประเทศจีน แล้วผลิตไฟฟ้าผ่านระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน ปัจจุบันระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลส่วนใหญ่เป็นระบบ Cogeneration โดยเฉพาะโรงงานขนาดใหญ่ เช่น โรงงานน้ำตาล โรงงานกระดาษ โรงงานน้ำมันปาล์มและโรงสีข้าว เป็นต้น ตัวอย่างของอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อความร้อนที่ผลิตของระบบ Cogeneration และ Plant heat rate ซึ่งเป็นดัชนีที่บ่งชี้ถึงสมรรถนะของโรงไฟฟ้าชีวมวลแสดงดังรูปที่ 4.4-3 และ 4.4-4 ตามลำดับ จะเห็นว่าขนาดของระบบและเทคโนโลยีที่ใช้มีผลต่อทั้งอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อความร้อนที่ผลิต และ Plant heat rate การศึกษาเพื่อปรับปรุงระบบผลิตพลังงานจากชีวมวลในโรงงานต่าง ๆ ของไทยเพื่อให้ดัชนีดังกล่าวดีขึ้นเป็นสิ่งจำเป็น



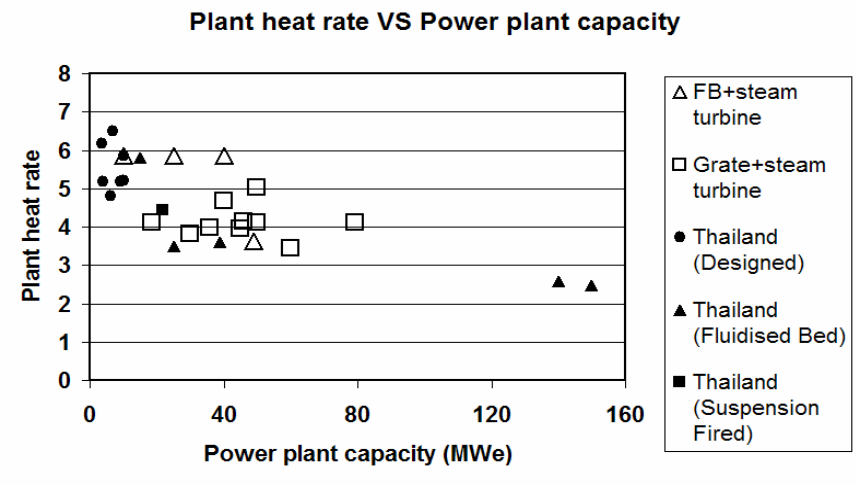
รูปที่ 4.4-3 อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อความร้อนที่ผลิตของระบบ Cogeneration ขนาดต่าง ๆ

ตารางที่ 4.4-2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ประยุกต์ใช้กับการเผาไหม้ แก๊สซิฟิเคชั่น และไพโรไลซิสชีวมวล ทั้งในขนาดเชิงพาณิชย์และขนาดสาธิต

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
1. Conventional combustion system	• การควบคุมง่าย • มีให้เลือกใช้ได้ที่หลายขนาดกำลังการผลิต • ไม่ต้องมีการเตรียมเชื้อเพลิงมาก และสามารถรองรับเชื้อเพลิงได้หลายชนิดโดยอาจป้อนเดี่ยวหรือผสมกัน	• ประสิทธิภาพโดยรวมต่ำ • ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมสูง	• ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบขึ้นอยู่กับชีวมวลที่ใช้และความเชี่ยวชาญในการควบคุมระบบ
2. Conventional combustion system + High-efficiency steam turbine	• ประสิทธิภาพสูง	• ค่าการลงทุนสูง	• เนื่องจากชิ้นส่วนกังหันไอน้ำไม่สามารถผลิตได้เองในประเทศ ชิ้นส่วนจึงต้องนำเข้าทั้งหมด
3. Fluidized-bed combustion system	• ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบตะกรับ • ควบคุมการปลดปล่อยมลพิษได้ง่ายกว่า ทำให้เกิดปัญหาต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า	• มีความซับซ้อนในการเดินเครื่องมากกว่าเมื่อเทียบกับแบบตะกรับ	• ระบบแบบนี้มีการกระจายความร้อนที่ดีกว่าแบบตะกรับ โดยเงื่อนไขการทำงานของระบบทำให้การปลดปล่อยมลพิษสามารถควบคุมได้ง่าย
4. Fluidized-bed combustion system + High-efficiency steam turbine	• ประสิทธิภาพโดยรวมสูง	• ค่าการลงทุนสูง ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานสูงตามไปด้วย	• ระบบจะต้องออกแบบให้ผลิตไอน้ำเพื่อใช้กับกังหันไอน้ำประสิทธิภาพสูงด้วย
5. Suspension firing	• ประสิทธิภาพสูงเนื่องจากปฏิกิริยาการเผาไหม้เกิดที่อุณหภูมิสูง และเชื้อเพลิงมีขนาดเล็กจึงเผาไหม้ได้ง่าย	• การเตรียมเชื้อเพลิงมีความยุ่งยากและสิ้นเปลืองพลังงาน • ค่าการลงทุนสูงและยังไม่มีการใช้แพร่หลายสำหรับชีวมวล	• ในการเผาไหม้แบบนี้มีข้อจำกัดที่ต้องใช้กับเชื้อเพลิงที่เป็นผง มิฉะนั้นการเตรียมเชื้อเพลิงจะต้องใช้พลังงานสูงในการบดให้ละเอียด
6. Suspension firing + High-efficiency steam turbine	• ประสิทธิภาพโดยรวมสูง	• ค่าการลงทุนสูง ทำให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานสูงตามไปด้วย	• ระบบจะต้องออกแบบให้ผลิตไอน้ำเพื่อใช้กับกังหันไอน้ำประสิทธิภาพสูงด้วย

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
7. Co-firing of coal with biomass	• การเพิ่มการใช้ในประเทศมีความเป็นไปได้สูง เนื่องจากการเผาไหม้ร่วมนอกจากจะเป็นการลดปัญหามลภาวะที่เกิดจากถ่านหินแล้ว การเผาไหม้ร่วมยังขยายไปถึงความสามารถในการใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิดจึงสามารถลดการพึ่งพาอุปทานของชีวมวลเพียงชนิดเดียว	• ยังมีปัญหาทางด้านเทคนิคในการเผาไหม้ร่วม เนื่องจากคุณสมบัติของเชื้อเพลิงมีความหลากหลาย • สำหรับโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่แล้ว การใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงเสริมอาจทำให้เกิดปัญหาตามมา คือ ประสิทธิภาพลดลงเนื่องจากความชื้นสูง ขี้เถ้าหลอม (Slag) และการสึกกร่อน (Erosion)	• ในการเผาไหม้ร่วมในปัจจุบันมักจะใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลัก โดยการควบคุมประสิทธิภาพของระบบให้ยังคงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ด้วยการปรับสัดส่วนของชีวมวลในเชื้อเพลิงทั้งหมด เช่น ไม่เกิน 30 % เป็นต้น
8. Gasification – Gas engine	• ง่ายต่อการเดินเครื่องเนื่องจากโดยทั่วไปเป็นระบบขนาดเล็กเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นอีก 2 ประเภท แต่เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการเผาไหม้แล้วยังเป็นเทคโนโลยีที่ควบคุมให้ทำงานอย่างมีประสิทธิภาพได้ยาก	• ประสิทธิภาพไม่สูงมากเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นอีก 2 ประเภท • เชื้อเพลิงที่ใช้ต้องมีคุณสมบัติที่ดี เช่น ปริมาณความชื้นต้องอยู่ในระดับที่ค่อนข้างต่ำ ขนาดต้องสม่ำเสมอ เป็นต้น	• เทคโนโลยีนี้เหมาะกับระบบที่มีขนาดเล็ก เนื่องจากมีข้อจำกัดของการเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นไฟฟ้า คือ เครื่องยนต์สันดาปภายใน • ปัญหาเรื่องน้ำมันดินเป็นคอขวดในการพัฒนาเทคโนโลยีนี้ไปใช้ในเชิงพาณิชย์
9. Gasification – Gas turbine	• ประสิทธิภาพสูง	• ค่าใช้จ่ายในการทำความสะอาดก๊าซเชื้อเพลิงก่อนเข้าเครื่องยนต์กังหันก๊าซสูง • มีราคาสูง • ยังไม่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์ เนื่องจากยังติดปัญหาเกี่ยวกับ	• ในการใช้ก๊าซเชื้อเพลิงเดินกังหันก๊าซ ระดับความสะอาดของก๊าซเชื้อเพลิงจะต้องสูงมาก เพื่อไม่ก่อให้เกิดความเสียหายต่อใบพัดของกังหันก๊าซ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย	ข้อสังเกต
		คุณภาพของก๊าซเชื้อเพลิง	
10. Integrated gasification combined cycle	• ประสิทธิภาพสูงเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆทั้งหมด	• ยังไม่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์ เนื่องจากยังติดปัญหาเกี่ยวกับคุณภาพของก๊าซเชื้อเพลิง • ต้นทุนระบบแพง	• เนื่องจากเทคโนโลยีนี้อาศัยการผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำจึงติดปัญหาเดียวกับเทคโนโลยี Gasification – Gas turbine คือ การทำความสะอาดก๊าซเชื้อเพลิง • นอกจากปัญหาทางด้านเทคนิคแล้ว เทคโนโลยีนี้เหมาะกับระบบขนาดใหญ่จึงจะได้ประสิทธิภาพสูง ปริมาณของเชื้อเพลิงที่ใช้จึงอาจเป็นข้อจำกัดในการใช้กับชีวมวลในเชิงพาณิชย์



รูปที่ 4.4-4 Plant heat rate ของโรงไฟฟ้าชีวมวล

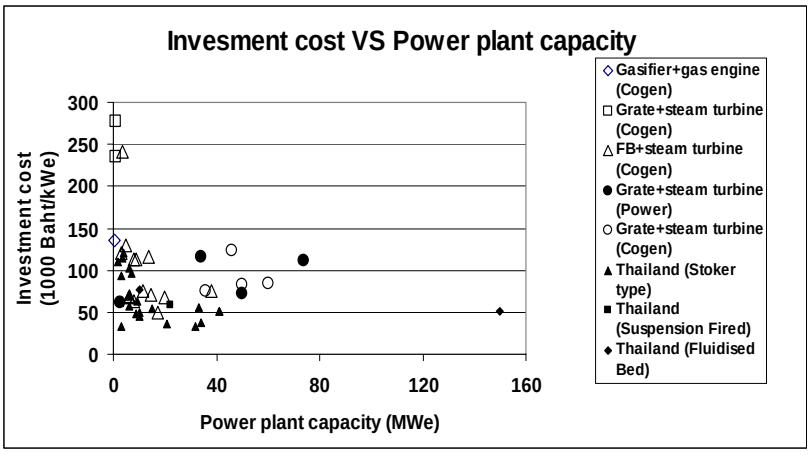
4.4.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

เทคโนโลยีที่ใช้ในเชิงพาณิชย์ในประเทศไทยเกือบทั้งหมดเป็นแบบเผาไหม้ตรง โดยระบบที่ใช้ส่วนใหญ่เป็นแบบระบบตะกรับ และสามารถแบ่งตามขนาดได้เป็น 2 ระดับ คือ ขนาดเล็กใช้ในการผลิตความร้อน (ในรูปของไอน้ำ) เพียงอย่างเดียว และขนาดใหญ่ซึ่งผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม สำหรับเทคโนโลยีอื่นๆ การประเมินราคาเป็นสิ่งที่ยาก เนื่องจากยังไม่มีระบบที่ใช้ในเชิงพาณิชย์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศไทย ซึ่งราคาขึ้นอยู่กับประเทศผู้ผลิตด้วย จากการสำรวจข้อมูลพบว่า เทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้นในประเทศจีนมีราคาที่ต่ำกว่าเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้นในยุโรปมาก ระบบที่ใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้ตรงสามารถผลิตไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำที่สุดด้วย โดยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นซึ่งอาศัยการผลิตไฟฟ้าร่วมจากกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำซึ่งมีค่าการลงทุนสูงที่สุด สามารถผลิตไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำกว่าเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นแบบที่ใช้กับเครื่องยนต์สันดาปภายในและเทคโนโลยีไพโรไลซิสก็ต่อเมื่อระบบต้องมีขนาดใหญ่เท่านั้น

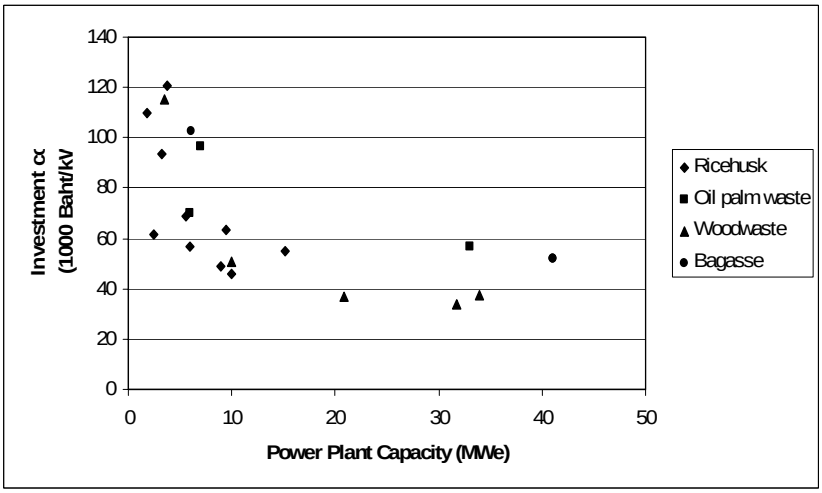
จากรูปที่ 4.4-5 จะเห็นได้ว่า เงินลงทุนของแต่ละระบบจะอยู่ระหว่าง 40–150 ล้านบาทต่อกำลังการผลิต 1 MW จะเห็นว่าเทคโนโลยีแบบ Stoker จะมีค่าการลงทุนค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีแบบอื่น ๆ ทั้งนี้เป็นเพราะเทคโนโลยีแบบนี้มีการพัฒนา และใช้งานในเชิงพาณิชย์มานานแล้ว อนึ่งเมื่อพิจารณาเทคโนโลยีแบบเดียวกันและขนาดใกล้เคียงกัน ต้นทุนของระบบในประเทศไทยจะต่ำกว่าของต่างประเทศถึง 20-30% ซึ่งอาจจะเนื่องมาจากมีการผลิตชิ้นส่วนและระบบย่อยและสร้างประกอบในประเทศ รวมถึงอาจลดประสิทธิภาพของระบบกำจัดมลพิษที่เกิดขึ้นให้ผ่านมาตรฐานของไทยก็พอซึ่งต่ำกว่าของประเทศตะวันตก ถ้าพิจารณาถึงค่าการลงทุนของระบบที่มีใช้ในประเทศไทย (รูปที่ 4.4-6) ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นเทคโนโลยีแบบ Stoker จะเห็นได้ชัดว่า ค่าการลงทุนของเทคโนโลยีชนิดเดียวกันเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยเมื่อใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน แต่

จะขึ้นอยู่กับขนาดของระบบโดยมีค่าลดลงอย่างเห็นได้ชัดเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น โดยช่วงขนาดติดตั้งของระบบตั้งแต่ <10 MW_e ลงมานั้น ค่าการลงทุนจะเริ่มต้นที่ประมาณ 120 ล้านบาท ต่อกำลังการผลิต 1 MW_e และจะลดลงมาเหลืออยู่ที่ประมาณ 50 ล้านบาท ต่อกำลังการผลิต 1 MW_e เมื่อขนาดติดตั้งของระบบเพิ่มขึ้นไปจนถึงที่ 10 MW ขนาดติดตั้งของระบบตั้งแต่มากกว่า 10 MW_e ขึ้นไป ค่าการลงทุนจะค่อนข้างคงที่ และมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 50 ล้านบาทต่อกำลังการผลิต 1 MW_e

จากข้อมูลเงินลงทุนของระบบดังกล่าวข้างต้น สามารถนำมาคำนวณราคาต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้ (รูปที่ 4.4-7) ซึ่งพบว่าจะลดลง เมื่อขนาดของระบบใหญ่ขึ้น ทั้งนี้เป็นเพราะค่าการลงทุนลดลงเมื่อขนาดของระบบใหญ่ขึ้น และมีประสิทธิภาพสูงขึ้น หรือ Plant Heat Rate น้อยลง ทำให้ค่าใช้จ่ายต่างๆน้อยลง ระบบ Condensing Turbine ลงทุนสูงกว่า Back Pressure Turbine ต้นทุนค่าไฟฟ้าจึงสูงกว่า แม้ว่าจะให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าก็ตาม อีกทั้งจากการที่ใช้ Back Pressure Turbine นั้น สามารถผลิตได้ทั้งความร้อน(ไอน้ำ) และไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อพิจารณาถึงต้นทุน

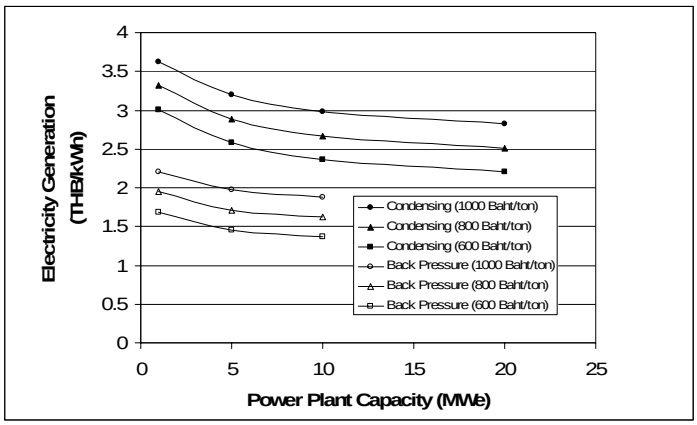


รูปที่ 4.4-5 ค่าการลงทุนแต่ละเทคโนโลยีตามขนาดของระบบ



รูปที่ 4.4-6 ค่าการลงทุนตามขนาดของระบบที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดต่างๆ

โดยรวมทั้งความร้อน(ไอน้ำ) และไฟฟ้า จึงทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของ Back Pressure Turbine นั้น ต่ำกว่า Condensing Turbine จากรูปจะเห็นได้ชัดว่าราคาเชื้อเพลิงชีวมวลมีผลต่อราคาไฟฟ้าที่ผลิตมาก การบริหารจัดการเพื่อให้มีเชื้อเพลิงชีวมวลราคาถูกใช้อย่างต่อเนื่องจะทำให้มีความยั่งยืน ตารางที่ 4.4-3 สรุปข้อมูลด้านเศรษฐศาสตร์และศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าด้วยชีวมวลของเทคโนโลยีการเผาไหม้ตรงทั้งแบบตะกรับและฟลูอิดไดซ์เบดที่ใช้ Back Pressure Turbine หรือ Condensing Turbine ส่วนเทคโนโลยีอื่นที่ยังไม่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์จะไม่พิจารณา



รูปที่ 4.4-7 ราคาต้นทุนไฟฟ้าของแต่ละเทคโนโลยีตามขนาดของระบบ

ตารางที่ 4.4-3 ข้อมูลเชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดของเทคโนโลยีที่พิจารณา

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์*	ศักยภาพเชิงตลาด*
1. การเผาไหม้ตรงและใช้ Back pressure turbine	■ ขนาด 1-10 MW_e ■ ราคาเชื้อเพลิง 600-1000 บาท/ตัน, CF=70%, กู้ 75% ของเงินลงทุน ดอกเบี้ย 6% ต่อปี ■ ราคาต้นทุนไฟฟ้า 1.4-2.2 บาท/kWh (ราคาที่ค่อนข้างถูกเพราะเป็นระบบ co-generation)	■ ศักยภาพของฟางข้าว, ใบและยอดอ้อยและทะลายปาล์มประมาณ 7,000 ktoe/y ■ ประเทศไทยมีเทคโนโลยีผลิตและสร้างหม้อไอน้ำแบบตะกรับความดันต่ำถึงปานกลาง ขนาดไม่เกิน 100 ตันไอน้ำ/ชม.
2. การเผาไหม้ตรงและใช้ Condensing turbine	■ ขนาด 1-20 MWe ■ ราคาเชื้อเพลิง 600-1000 บาท/ตัน, CF=70%, กู้ 75% ของเงินลงทุน ดอกเบี้ย 6% ต่อปี ■ ราคาต้นทุนไฟฟ้า 2.2-3.6 บาท/kWh (ราคาสูงเพราะผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว)	■ ศักยภาพของฟางข้าว, ใบและยอดอ้อยและทะลายปาล์มประมาณ 7,000 ktoe/yr ■ ประเทศไทยมีเทคโนโลยีผลิตและสร้างหม้อไอน้ำแบบตะกรับความดันต่ำถึงปานกลาง ขนาดไม่เกิน 100 ตันไอน้ำ/ชม.

4.4.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ในการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานจากชีวมวลจะใช้แบบสอบถาม โดยแบ่งหัวข้อพิจารณาเป็น 4 หัวข้อหลัก คือ

- การประยุกต์ใช้และผลจากการนำไปใช้ (Practicability and Performance) ซึ่งรวมถึง ประสิทธิภาพ ความน่าเชื่อถือ ความปลอดภัย ทักษะทางเทคนิคของผู้ปฏิบัติการ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และความยากง่ายในการนำไปใช้
- เศรษฐศาสตร์ (Economics) ซึ่งรวมถึง ค่าการลงทุนติดตั้งระบบ ค่าการผลิตไฟฟ้าและ/หรือความร้อน ค่าการลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม และระยะเวลาคุ้มทุน
- ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี (Maturity of technology) ซึ่งรวมถึงสถานภาพในปัจจุบัน และระยะเวลาที่คาดว่าจะสามารถพัฒนาเทคโนโลยีไปใช้ในเชิงพาณิชย์
- การพึ่งพาเทคโนโลยีที่ผลิตขึ้นเองได้ (Technological self-reliance) ซึ่งรวมถึง ศักยภาพในการนำเทคโนโลยีมาใช้ในประเทศเพิ่มขึ้น ศักยภาพในการพัฒนาเทคโนโลยีขึ้นได้เองในประเทศเพิ่มขึ้น และการพัฒนาออกแบบและผลิตเทคโนโลยีใช้เองภายในประเทศ

จากเกณฑ์การให้คะแนน เมื่อคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ (มากแสดงว่าดีและมีความสำคัญ) สามารถสรุปได้เป็นสามกลุ่มดังนี้

กลุ่มที่	ประเภทเทคโนโลยี	ข้อสังเกต/ลักษณะเฉพาะ
1 (>75%)	▪ Conventional combustion system ▪ Fluidized-bed combustion system ▪ Suspension firing ▪ Co-firing of coal with biomass ▪ Conventional combustion system + High-efficiency steam turbine	▪ ทุกเทคโนโลยีเป็นระบบเผาไหม้ตรงที่ใช้พลังงานความร้อน ยกเว้นระบบเผาไหม้แบบตะกรับที่รวมส่วนกังหันไอน้ำประสิทธิภาพสูง ทั้งหมดมีการประยุกต์ใช้งานในเชิงพาณิชย์แล้วอย่างแพร่หลายทั้งภายในและนอกประเทศ อีกทั้งการลงทุนไม่แพง สามารถผลิตอุปกรณ์ส่วนใหญ่ได้ในประเทศและมีความสามารถดูแลรักษา
2 (70-75%)	▪ Fluidized-bed combustion system + High-efficiency steam turbine ▪ Suspension firing + High-efficiency steam turbine	▪ เทคโนโลยียังมีราคาแพงโดยเฉพาะขนาดเล็ก ส่วนที่ผลิตและสร้างได้ในประเทศยังน้อย อย่างไรก็ดีเทคโนโลยีฟลูอิดไดซ์เบดขนาดเล็กเริ่มมีการพัฒนามากขึ้นและราคาถูกลง ส่วนกังหันไอน้ำประสิทธิภาพสูงยังแพงและต้องนำเข้าจากต่างประเทศ
3 (<70%)	▪ Gasification – Gas engine ▪ Gasification – Gas turbine ▪ Integrated gasification combined cycle	▪ เทคโนโลยีในกลุ่มนี้ส่วนใหญ่ยังอยู่ในขั้นพัฒนาเฉพาะแก๊สซิฟิเคชั่นที่ใช้ร่วมกับเครื่องยนต์สันดาปภายในที่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์แต่ยังมีขนาดเล็กอยู่ นอกจากนี้ระบบยังมีราคาแพงและยากที่จะพัฒนาเทคโนโลยีในระดับอุตสาหกรรมขึ้นในประเทศ

จากการจัดลำดับความสำคัญโดยอิงกับเกณฑ์สี่ด้านข้างต้นพบว่า ผู้เชี่ยวชาญจะพิจารณาเกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์และการนำไปใช้ก่อนที่พิจารณาถึงความสามารถในการพัฒนาเทคโนโลยีได้เองในประเทศ ทั้งนี้เนื่องจากเทคโนโลยีเกือบทั้งหมด โดยเฉพาะขนาดใหญ่และชิ้นส่วนต่าง ๆ ที่ต้องมีความชำนาญในการผลิตเป็นพิเศษ เช่น กังหันไอน้ำ หม้อต้มไอน้ำความดันสูง ต้องนำเข้าหรือออกแบบจากต่างประเทศและความสามารถที่ผลิตได้ในประเทศยังจำกัด ในต่างประเทศที่มีการพัฒนาเทคโนโลยีไปในระดับที่ก้าวหน้าแล้วนั้น การลงทุนจึงมักพิจารณาเทคโนโลยีภายในประเทศของตัวเองก่อน และยังมุ่งเน้นในการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพที่สูงขึ้น

ผลจากการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีนั้นโดยรวมสอดคล้องกับผลการประเมินเทคโนโลยีโดยคณะผู้วิจัย กล่าวคือ เทคโนโลยีเผาไหม้ตรงโดยเฉพาะแบบตะกรับมีการใช้ในเชิงพาณิชย์มากที่สุดในประเทศไทย เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ทั้งในการผลิตไฟฟ้าหรือผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม จำนวนผู้ผลิตและใช้เทคโนโลยีที่สามารถอ้างอิงได้มีมาก การทำงานก็ง่ายเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีแบบอื่น เทคโนโลยีแบบฟลูอิไดซ์เบดมีข้อดีในด้านประสิทธิภาพที่สูงขึ้น รองรับชีวมวลได้หลากหลายและมลพิษที่เกิดขึ้นน้อย อย่างไรก็ตามด้วยการทำงานที่ซับซ้อนและราคาที่สูงกว่าทำให้คะแนนการจัดลำดับความสำคัญต่ำกว่า

การใช้กังหันไอน้ำประสิทธิภาพสูงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของระบบให้สูงนั้นจะต้องเป็นแบบที่เหมาะสมกับการใช้งานด้วย เช่น กรณีหากต้องการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมโดยมีปริมาณการใช้ความร้อน (ไอน้ำ) คงที่ การใช้กังหันไอน้ำแบบ Extraction/Condensing จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมสูงเมื่อเทียบกับการใช้กังหันไอน้ำแบบอื่น เพราะสามารถนำไอน้ำความดันสูงออกมาใช้ได้ เนื่องจากกังหันไอน้ำประสิทธิภาพสูงทำงานที่อุณหภูมิและความดันสูง ระบบที่ใช้ควบคู่จะต้องมีคุณสมบัติพิเศษทำงานที่เงื่อนไขนั้นๆได้ด้วย

เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นขนาดใหญ่ยังไม่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์ทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ เนื่องจากยังมีปัญหาเรื่องน้ำมันดิน การทำงานก็ซับซ้อนกว่าแบบการเผาไหม้ตรง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่นมีอุปกรณ์ร่วมเพื่อนำไปผลิตพลังงานที่มีความหลากหลายในขนาดมากกว่า จึงมีความยืดหยุ่นของขนาดของระบบมากกว่า

สิ่งสำคัญอีกอย่างหนึ่ง นอกเหนือจากประสิทธิภาพและการทำงานที่ได้รับการออกแบบมา ในการเลือกใช้เทคโนโลยีควรเลือกให้เหมาะสมกับชนิดและคุณสมบัติของชีวมวลที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงจึงจะทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เช่น เชื้อเพลิงแกลบเหมาะที่จะใช้กับเทคโนโลยีการเผาไหม้ตรงแบบฟลูอิไดซ์เบด เนื่องจากแกลบมีปริมาณขี้เถ้าสูง ของเหลือจากปาล์มน้ำมัน เช่น ทะลายปาล์ม ซึ่งมีองค์ประกอบที่มีจุดหลอมเหลวต่ำจึงไม่ควรที่จะนำมาใช้กับกระบวนการเผาไหม้ตรงเนื่องจากจะเกิดปัญหาขี้เถ้าหลอม เป็นต้น นอกจากนี้ขนาด (กำลังการผลิต) ควรเลือกให้เหมาะสมกับปริมาณเชื้อเพลิงที่มี

4.4.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

จากการศึกษาพบว่า ปัญหาและอุปสรรคต่อการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากชีวมวลโดยรวมมีดังนี้

<u>ด้านเชื้อเพลิงชีวมวล</u>

1. มีปริมาณไม่เพียงพอต่อการใช้ ไม่แน่นอนเพราะเป็นไปตามฤดูกาล
2. ค่าใช้จ่ายในการขนส่งสูง เนื่องจากชีวมวลส่วนใหญ่มีน้ำหนักเบามีลักษณะทางกายภาพที่ทำให้สิ้นเปลืองพื้นที่มาก บรรทุกได้น้อยต้องขนส่งหลายรอบ จึงทำให้เสียค่าขนส่งสูง
3. เก็บรักษายาก โดยเฉพาะปัญหาเรื่องโรงเก็บที่ต้องมีขนาดค่อนข้างใหญ่และต้องมีหลังคาและฝา เพื่อป้องกันลมที่พัดชีวมวลที่มีน้ำหนักเบาปลิวกระจาย และสามารถป้อนกันความชื้นจากน้ำฝน
4. คุณภาพไม่แน่นอน มีความชื้นสูงและมีสิ่งเจือปนมาก

<u>ด้านเทคนิค</u>

เทคโนโลยีการผลิตพลังงาน

1. เทคโนโลยียังพบว่ามีปัญหาทางเทคนิคอยู่ เช่น ปัญหาเถ้าหลอม
2. เนื่องจากขาดความรู้และความเข้าใจในการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงอย่างดีพอ ทำให้ได้ประสิทธิภาพการผลิตพลังงานต่ำ และบางครั้งยังทำให้เกิดปัญหาทางเทคนิคขึ้น เช่น ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดต่ำลง และการเกิดมลพิษ
3. ขาดบุคลากรที่มีความรู้ ที่จะเป็นผู้ดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า
4. เทคโนโลยีมีราคาแพง เพราะไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีภายในประเทศ
5. เสียค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูง
6. ขาดข้อมูลที่ทันสมัย เช่น ศักยภาพชีวมวล ข้อมูลโรงงาน เทคโนโลยีที่ใช้อยู่ปัจจุบันในโรงงาน และข้อมูลการตรวจวัดการใช้พลังงาน

การเชื่อมโยงเข้ากับระบบของการไฟฟ้า

1. ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์เชื่อมต่อกับส่ายส่งและป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้น รวมถึงคุณภาพของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า เป็นสิ่งที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายโดยไม่จำเป็น และเป็นความซ้ำซ้อน
2. ขั้นตอนสำหรับการอนุมัติให้มีการเชื่อมต่อ ค่าธรรมเนียมต่างๆ ค่าประกันภัย ข้อกำหนดในการปฏิบัติงานมีความซับซ้อนยุ่งยาก

<u>ด้านสิ่งแวดล้อม</u>

1. ขาดข้อมูลผลการตรวจวัดมลพิษที่เกิดจากใช้ชีวมวล
2. ขาดกฎหมายและระเบียบต่างๆที่สนับสนุนการใช้ชีวมวล

3. ขาดระบบการตรวจสอบและการควบคุมมลพิษที่มีประสิทธิภาพ
4. ความคิดเห็นขัดแย้งของชุมชนท้องถิ่นต่อโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

<u>ด้านการลงทุน</u>

1. การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้ายังไม่เหมาะสมตามแต่ละชนิดเชื้อเพลิง ราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากชีวมวลยังต่ำอยู่จึงไม่เกิดแรงจูงใจในการผลิต
2. ปริมาณชีวมวลมีไม่เพียงพอเนื่องจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรมีการนำไปใช้ประโยชน์ด้านอื่นๆด้วยนอกเหนือจากการนำมาผลิตพลังงาน ซึ่งอาจทำให้ราคาของชีวมวลสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว
3. แหล่งเงินทุน ยังไม่มีความเชื่อมั่นในธุรกิจด้านนี้ ทั้งในด้านปริมาณและราคาของชีวมวล และเทคโนโลยี เนื่องจากเทคโนโลยีบางอย่างยังไม่ได้รับการยืนยันในการใช้งานอย่างเพียงพอ และยังขาดการสาธิตเทคโนโลยี จึงมีความไม่แน่นอนสูง ทำให้แหล่งเงินทุนไม่สนใจ

4.4.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

นอกจากมาตรการเชิงนโยบายด้านการรับซื้อไฟฟ้าในราคาที่สูงกว่าปกติ (Feed in tariff) และการกำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อกับระบบสายส่งแล้ว องค์ความรู้ในเชิงเทคโนโลยีที่ควรพัฒนาขึ้นในประเทศเพื่อตอบสนองต่อการใช้ชีวมวลผลิตพลังงานมีดังนี้

- สนับสนุนการสร้างฐานข้อมูลของชีวมวลทั้งทางด้านปริมาณและคุณสมบัติการเผาไหม้ เพื่อให้สามารถออกแบบระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- เนื่องจากเถ้าของชีวมวลมักก่อให้เกิดปัญหาการหลอมและจับตัวเป็นของแข็ง ทั้งบนตะกรับ ในเบดของอนุภาค บนผิวถ่ายเทความร้อน รวมถึงอาจก่อให้เกิดปัญหาการสึกกร่อนของท่อแลกเปลี่ยนความร้อน ทำให้ประสิทธิภาพของระบบลดลงหรือต้องหยุดเดินเครื่องเพื่อทำความสะอาดหรือซ่อมบำรุงบ่อย เป็นการเสียโอกาส การพัฒนาองค์ความรู้พื้นฐานและวิธีการออกแบบเพื่อลดและแก้ปัญหาที่เกิดจากเถ้าชีวมวลจึงเป็นสิ่งจำเป็นที่ต้องดำเนินการอย่างรีบด่วน
- สนับสนุนให้มีการปรับปรุงระบบเดิมที่มีอยู่ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นโดยเฉพาะในโรงงานน้ำตาล, โรงสีข้าวและโรงงานน้ำมันปาล์ม เป็นต้น
- ประเทศไทยยังมีการใช้ฟืน/ถ่านในภาคครัวเรือนและร้านค้าค่อนข้างสูง (รายงานการใช้พลังงานของประเทศไทยของกระทรวงพลังงาน) จึงควรสนับสนุนให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพทั้งในด้านการผลิตและใช้ตลอดทั้งห่วงโซ่อุปทานได้อย่างยั่งยืน เช่น ส่งเสริมปลูกไม้โตเร็วในบริเวณบ้านที่ใช้ประโยชน์ได้ทั้งนำใบเป็นอาหารสัตว์ กิ่งก้าน/ลำต้นเป็นเชื้อเพลิง พัฒนาเตาเผาถ่านให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น พัฒนา

กระบวนการผลิตเตาเพื่อลดต้นทุนการผลิตเตาประสิทธิภาพสูง และหาวิธีการที่ให้ผู้ใช้เตาสามารถหาและเปลี่ยนชิ้นส่วนได้ง่าย เป็นต้น

- สนับสนุนและส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาหม้อไอน้ำความดันปานกลางและสูงที่มีประสิทธิภาพทั้งแบบตะกรับและฟลูอิดไดซ์เบดขึ้นในประเทศ ซึ่งทำได้ทั้งในรูปของการพัฒนาขึ้นเองหรือร่วมลงทุน/รับถ่ายทอดเทคโนโลยีจากต่างประเทศ
- เนื่องจากชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาตรต่อน้ำหนักสูง และมีรูปร่างที่ยากต่อการเก็บรวบรวม ขนส่งและขนถ่าย ในการนำชีวมวลมาผลิตพลังงานจึงจำเป็นต้องมีองค์ความรู้ในเรื่องเหล่านี้เพื่อลดปัญหาทางเทคนิคและต้นทุน
- ปัญหาที่มักพบในระบบผลิตพลังงานจากชีวมวลที่ใช้กระบวนการทางเคมีความร้อน คือ ฝุ่นทั้งที่เกิดจากการขนส่ง/ขนถ่าย และเถ้าลอยที่หลุดออกจากปล่องไอเสีย การพัฒนาระบบกำจัดฝุ่นที่เหมาะสมกับเชื้อเพลิงแต่ละประเภทขึ้นในประเทศจะช่วยให้ลดปัญหามลพิษจากการใช้เชื้อเพลิงแข็งของประเทศได้ โดยเฉพาะที่ใช้กับระบบขนาดกลางและเล็กซึ่งไม่สามารถลงทุนใช้เทคโนโลยีขั้นสูงได้

4.5 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ

4.5.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

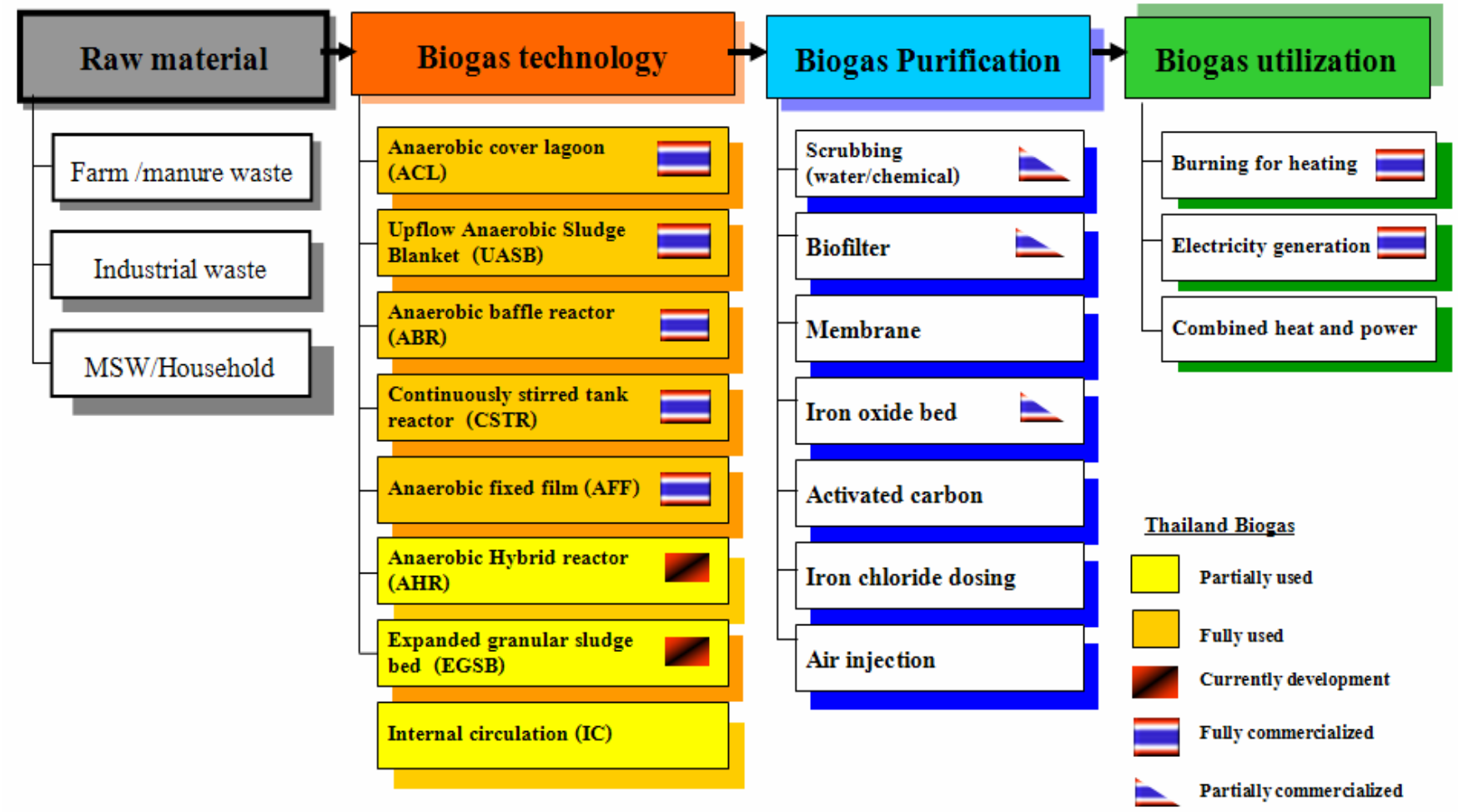
การผลิตก๊าซชีวภาพจากแหล่งของเสียหลักอันได้แก่ น้ำเสียจากฟาร์มสุกร และน้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมหลัก สำรวจในปี 2549 มีประมาณ 380 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี คิดเป็นประมาณ 50% ของศักยภาพ จากของเสียหลัก ทั้งนี้หากรวมแหล่งชีวมวลอื่นๆ ที่ยังไม่ได้นำมาใช้จะมีศักยภาพถึง 2,100 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี โรงงานอุตสาหกรรมหลักที่มีศักยภาพในการลิตก๊าซชีวภาพได้แก่ โรงงานแป้งมันสำปะหลัง โรงงานสุรา โรงงานน้ำมันปาล์ม เป็นต้น เทคโนโลยีที่ใช้ในการกำจัดในปัจจุบันแสดงในตารางที่ 4.5-1

ตารางที่ 4.5-1 เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในปัจจุบัน

เทคโนโลยี	จำนวน (แห่ง)	หมายเหตุ
ยูเอเอสบี(UASB)	189	ปัจจุบันใช้ในระบบขนาดใหญ่
โคเวอร์ลากูน/บ่อปิดไร้อากาศ(ACL)	300-400	ปัจจุบันใช้ในระบบขนาดใหญ่
ถังหมักแบบตรึงฟิลม์(AFF)	8	ปัจจุบันใช้ในระบบขนาดใหญ่
ถังกวนสมบูรณ์(CSTR)	7	ปัจจุบันใช้ในระบบขนาดใหญ่
เอบีอาร์/แผ่นกั้นไร้อากาศ(ABR)	6	ปัจจุบันใช้ในระบบขนาดใหญ่
ถังไอซี (IC)	1-2	นำเข้าจากต่างประเทศ
ถังสัมผัสแบบไร้อากาศ (UAC)	ND	ไม่มีข้อมูล
อีจีเอสบี(EGSB)	1-2	ระบบต้นแบบกำลังก่อสร้าง

เทคโนโลยี	จำนวน (แห่ง)	หมายเหตุ
ปลั๊กโฟว์(Plug Flow)	ND	ไม่มีข้อมูล เป็นระบบขนาดกลาง
ถังหมักแบบโดมคงที่(Fixed Dome)	1655	ระบบขนาดเล็ก

เทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทยทั้งที่ใช้อยู่อย่างแพร่หลายในเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันและที่ยังไม่แพร่หลายแสดงในรูปที่ 4.5-1 และตารางที่ 4.5-2



รูปที่ 4.5-1 Biogas technology overview

ตารางที่ 4.5-2 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี การผลิตก๊าซชีวภาพจากแหล่งของเสีย

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
1. ยูเอเอสบี (UASB)	■ ใช้แพร่หลายทั้งในยุโรปและอเมริกา ได้รับความนิยมสูง	■ มีใช้ในระบบน้ำเสียจากฟาร์มสุกรเป็นส่วนใหญ่ และอุตสาหกรรมบางประเภท เช่น แป้งมันสำปะหลัง โรงฆ่าสัตว์ อาหารทะเลแช่แข็ง โรงงาน ปิโตรเคมี เส้นหมี่ สุรา/เบียร์ ยางพารา กระดาษ สามารถพัฒนาได้ในประเทศ
2. โคเวอร์ลากูน/บ่อปิดไร้อากาศ (ACL)	■ ใช้แพร่หลายทั้งในยุโรปและอเมริกา ได้รับความนิยมสูง	■ มีใช้ในประเทศ โดยพัฒนาจากบ่อบำบัดเดิม สามารถพัฒนาได้ในประเทศ
3. ถังหมักแบบตรึงฟิลม์ (AFF)	■ ใช้แพร่หลายทั้งในยุโรปและอเมริกา ได้รับความนิยมสูง	■ ส่วนใหญ่ใช้กับน้ำเสียจากอุตสาหกรรม ขนาดกลางและใหญ่เช่น โรงงาน แป้งข้าวจ้าว แป้งมันสำปะหลัง ผลไม้กระป๋อง สามารถพัฒนาได้ในประเทศ
4. ถังกวนสมบูรณ์ (CSTR)	■ ใช้แพร่หลายทั้งในยุโรปและอเมริกา ได้รับความนิยมสูง	■ ใช้กับน้ำเสียจากอุตสาหกรรมเช่น โรงงานปาล์มน้ำมัน รวมทั้งใช้ในระบบการบำบัด ขยะชุมชน บางแห่ง
5. เอบีอาร์/แผ่นกั้นไร้อากาศ (ABR)	■ ใช้แพร่หลายทั้งในยุโรปและอเมริกา ได้รับความนิยมสูง	■ ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมแป้งมันสำปะหลัง และแอลกอฮอล์ สามารถพัฒนาได้ภายในประเทศ
6. ถังไอซี (IC)	■ ใช้ในระบบขนาดเล็ก	■ นำเข้ามาทั้งระบบ
7. อีจีเอสบี (EGSB)	-	■ ยังไม่แพร่หลาย
8. ปลั๊กโฟว์ (Plug Flow)	-	■ ยังไม่ค่อยแพร่หลาย
9. ถังหมักแบบโดมคงที่ (Fixed Dome)	■ เริ่มต้นในประเทศจีน ใช้กับระบบขนาดเล็ก	■ ใช้มากในระบบน้ำเสียจากฟาร์มสุกรขนาดเล็ก

4.5.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีในการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศ มี 5 ประเภทหลักซึ่งได้รับการยอมรับและใช้กันทั่วไปขึ้นกับขนาดและประเภทของแหล่งกำเนิดของเสีย จุดเด่นและจุดด้อยของทั้ง 5 เทคโนโลยีนี้แสดงในตารางที่ 4.5-3

ตารางที่ 4.5-3 จุดเด่น และจุดด้อย ของเทคโนโลยี การผลิตก๊าซชีวภาพ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย
1) ยูเอเอสบี (UASB)	■ รับภาระบรรทุกสารอินทรีย์ได้สูง ■ ไม่มีปัญหาการอุดตัน (Clogging)	■ น้ำเสียต้องมีสารแขวนลอยต่ำ ■ อัตราการสูญเสียจุลินทรีย์ (Washout) จากระบบสูง ■ การสร้างเม็ดตะกอนทำได้ยาก ■ ต้องการระบบป้อนน้ำเสียและ GSS ที่ประสิทธิภาพสูง ■ ควบคุมดูแลยาก
2) โคเวอร์ลากูน/บ่อปิดไร้อากาศ (ACL)	■ ควบคุมดูแลได้ง่าย ค่าใช้จ่ายต่ำ ■ ค่าก่อสร้างระบบ (ไม่รวมที่ดิน) ต่ำ ■ รับน้ำเสียที่เกิดขึ้นไม่สม่ำเสมอได้ดี ■ ก่อสร้างง่าย	■ รับ ภาระบรรทุกสารอินทรีย์ (OLR) ได้ต่ำเนื่องจากความเข้มข้นเซลล์จุลินทรีย์ต่ำ ■ การกวนผสมไม่ดี ประสิทธิภาพต่ำ ■ ต้องการพื้นที่มาก ■ มักพบการสะสมของตะกอนแข็งทำให้ต้องมีการขุดลอกบ่อบ่อยๆ ■ การนำก๊าซไปใช้งานค่อนข้างยาก ■ มีปัญหา Soil Contaminate
3) ถังหมักแบบตรึงฟิล์ม(AFF)	■ รับภาระบรรทุกสารอินทรีย์ได้สูง ■ มีเสถียรภาพและประสิทธิภาพสูง ■ Solid Retantion Time (SRT) สูง ■ ต้นทุนเดินระบบต่ำ เนื่องจากไม่ต้องมีการกวนผสม ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานจึงต่ำ	■ ต้นทุนระบบเพิ่มขึ้นจากค่าตัวกลาง ■ กรณีถังกรองไร้อากาศแบบเรียงตัว กลางไม่เป็นระบบ มักอุดตันได้ง่าย ■ ถังกรองไร้อากาศพบการไหลลัดวงจรและการกระจายตัวของน้ำเสียไม่ดี
4) ถังกวนสมบูรณ์ (CSTR)	■ รับน้ำเสียที่มีสารแขวนลอยสูงได้ดี ■ ประสิทธิภาพการย่อยสลายสูงเนื่องจากการกวนผสมดี ■ รับน้ำเสียที่มีองค์ประกอบของสารพิษได้ดี	■ ต้องการพลังงานในการกวนผสม ■ ความเข้มข้นของน้ำเสียขาออกสูง ■ มีการสูญเสียจุลินทรีย์ในปริมาณที่สูง
5) เอบีอาร์/แผ่นกั้นไร้อากาศ (ABR)	■ Contact Time นาน ■ สารอาหารแต่ละห้องต่างกันทำให้เหมาะสมกับการทำงานของเชื้อแต่และกลุ่ม (Substrate Specificity)	■ รับภาระบรรทุกสารอินทรีย์ได้ต่ำ ■ พบปัญหาการสะสมของตะกอนแข็งในระบบ

4.5.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ข้อมูลเชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพนั้นขึ้นอยู่กับประเภทของแหล่งผลิต และขนาดที่ผลิตด้วย ค่าเฉลี่ยต้นทุนการผลิต จะอยู่ระหว่าง 0.8 – 7.2 บาทต่อลูกบาศก์เมตรก๊าซ โดยที่ต้นทุนการผลิตต่ำกว่า 1 บาท ได้แก่ โรงงานผลไม้อบแห้ง แป้งมันสำปะหลังและฟาร์มสุกร (0.33, 0.84 และ 0.96 บาท/ลบ.ม.ก๊าซ ตามลำดับ) ต้นทุนปานกลาง (1-3 บาท) ได้แก่ โรงงานแป้งข้าวเจ้า โรงฆ่าสัตว์ ~1.37 และ 2.65 บาท/ลบ.ม และทุนการผลิตมากกว่า 3 บาท ได้แก่ เครื่องดื่มกระป๋อง เบียร์ สุรา กระดาษ ขยะชุมชน ทั้งนี้พบว่าข้อมูลการลงทุนสำหรับเทคโนโลยีที่ผลิตในประเทศนั้นต่ำกว่าเทคโนโลยีที่นำเข้าจากต่างประเทศมาก

ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสุกรประมาณ 1.00-1.40 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ พบว่าระบบโดมคงที่มีต้นทุนสูงสุด อยู่ที่ 1.36 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ เนื่องจากเป็นระบบขนาดเล็ก

ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากโรงงานแป้งมันสำปะหลังด้วยระบบ UASB และ AFF ประมาณ 0.39-0.68 บาทต่อลบ.ม. ระบบ ABR ซึ่งเป็นระบบนำเข้าจากต่างประเทศ พบว่าต้นทุนสูงมาก (2.63 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ)

ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากโรงงานน้ำมันปาล์ม ด้วยระบบ CSTR ประมาณ 0.7-0.9 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ และต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากโรงฆ่าสัตว์ ด้วยระบบบ่อหมักแบบรางร่วมกับUASB มีต้นทุนในการผลิตก๊าซชีวภาพสูงเนื่องจากมีขนาดเล็กและเน้นที่การบำบัดมากกว่าการนำก๊าซไปใช้ประโยชน์ 1.2-4.2 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ

ตารางที่ 4.5-4 สรุปผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดของเทคโนโลยีประเภทต่างๆที่ใช้ผลิตก๊าซชีวภาพ

4.5.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพนั้นใช้กับน้ำเสียต่างชนิดกัน จึงมีข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน ดังนั้นการจัดลำดับจึง เน้นที่ระบบผลิตก๊าซชีวภาพขนาดใหญ่ที่มีการใช้งานจริงในระบบบำบัดน้ำเสียจากอุตสาหกรรม เกษตรกรรม และปศุสัตว์ เป็นหลัก ได้แก่ เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพแบบยูเอเอสบี (UASB; Upflow Anaerobic Sludge Blanket) เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพแบบตรึงฟิล์มจุลินทรีย์ (AFF; Anaerobic Fixed Film) เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพชนิดแผ่นกั้นแบบไร้อากาศ (Anaerobic Baffle Reactor) เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพบ่อปิดแบบไม่ใช้อากาศ (Anaerobic Cover Lagoon) และเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพแบบถังกวนสมบูรณ์ (Completely Stirred Tank Reactor)

ผลการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีในการผลิตก๊าซชีวภาพพบว่าในทั้ง 5 ระบบมีความแตกต่างกันไม่ถึงร้อยละ 5 ซึ่งถือว่าต่างกันน้อยมาก อย่างไรก็ตามสามารถแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม

ตารางที่ 4.5-4 ผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีหลักในการผลิตก๊าซชีวภาพ

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. ยูเอเอสบี(UASB)	■ งบลงทุน ระบบก๊าซชีวภาพขนาดประมาณ 10,000 ลบ.ม.ก๊าซ ทั้งระบบแบบยูเอเอสบีมีราคาประมาณ 40-50 ล้านบาท ■ ระบบสำหรับมูลสุกรจากเทคโนโลยีในประเทศไทย 0.55-1.76 บาทต่อลบ.ม. ก๊าซชีวภาพ หรือ 0.46-1.46 บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง ■ ระบบสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้เทคโนโลยีในประเทศไทยอยู่ที่ 0.39-0.68 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ	■ แผนงานพัฒนาพลังงานทดแทนกำหนดเป้าหมายในปี พ.ศ. 2554 จะส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์คิดเป็นไฟฟ้า 11 MW หรือคิดเป็นพลังงาน 18.97 ktoe และในอุตสาหกรรม คิดเป็นพลังงาน 202.78 ktoe ■ ในปัจจุบัน การผลิตก๊าซชีวภาพจากฟาร์มสุกรมีเพียงร้อยละ 50 เท่านั้น และบริษัทที่ดำเนินกิจการด้านผลิตก๊าซชีวภาพมีไม่ถึง 10 บริษัท
2. โคเวอร์ลากูน/บ่อปิดไร้อากาศ(ACL)	■ ต้นทุนการผลิตจากมูลสัตว์ โดยใช้เทคโนโลยีบ่อไร้อากาศในประเทศไทยอยู่ในช่วง 0.99 – 1.07 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซชีวภาพหรือ 0.83-0.89 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ■ ต้นทุนการผลิตจากมูลสัตว์ด้วยเทคโนโลยีบ่อไร้อากาศจากต่างประเทศ (อเมริกา) 0.91 – 3.04 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซชีวภาพหรือ 0.76-2.54 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ■ ต้นทุนการก่อสร้าง(ขุดบ่อใหม่)อยู่ที่ 2,192-2,300 บาทต่อหน่วยปศุสัตว์ (นปศ) ■ สำหรับการปรับปรุงบ่อเก่า ต้นทุนการคลุมบ่ออยู่ที่ 60-200 บาทต่อตร.ม.	■ ใช้ได้ทั้งกับฟาร์มสุกรและโรงงานอุตสาหกรรม
3.ถังหมักแบบตรึงฟิล์ม (AFF)	ระบบก๊าซชีวภาพขนาดประมาณ 10,000 ลบ.ม.ก๊าซ ทั้งระบบแบบ ตรึงฟิล์มมีราคาประมาณ 40-50 ล้านบาท) ■ การผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์แบบตรึงฟิล์มที่เป็นเทคโนโลยีอเมริกา ราคา 1.52-2.44 บาทต่อลบ.ม. ก๊าซชีวภาพหรือ 1.27-2.03 บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง ■ ระบบสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้เทคโนโลยีในประเทศไทยต้นทุนอยู่ที่ 0.39-0..68 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซ	■ เป็นเทคโนโลยีในประเทศทั้งหมด ยังไม่มีการนำเข้าจากต่างประเทศ ■ ใช้ในอุตสาหกรรมแป้งมันสำปะหลัง น้ำมันปาล์ม สับปะรดกระป๋อง สุรา อาหารทะเลกระป๋องและโรงฆ่าสัตว์ โดยมีศักยภาพถึง 500 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี ปัจจุบันผลิตเพียง ประมาณ 80 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี
4 . ถั ง ก ว น ส ม บู ร ณ์ (CSTR)	■ การผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ โดยใช้ถังกวนสมบูรณ์ซึ่งเป็น เทคโนโลยีจากเดนมาร์คมีต้นทุน 2.22-11.27 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซชีวภาพหรือ 1.85-9.39	■ ในปัจจุบัน การผลิตก๊าซชีวภาพจากฟาร์มสุกรมีเพียงร้อยละ 50 เท่านั้น และบริษัทที่ดำเนินกิจการด้านผลิตก๊าซชีวภาพมีไม่ถึง 10

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง ■ ส่วนเทคโนโลยีของอเมริกามีต้นทุน 1.22-2.13 บาทต่อลบ.ม.ก๊าซชีวภาพหรือ 1.02-1.78 บาทต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง	บริษัท
5.เอบีอาร์/แผ่นกั้นไร้อากาศ (ABR)	■ ระบบเอบีอาร์ส่วนใหญ่ที่มีใช้งานมีต้นทุนในการผลิตก๊าซชีวภาพสูงมากเฉลี่ย 2.16 บาท/ลบ.ม.ก๊าซ ทั้งนี้เนื่องจากเป็นระบบที่นำเข้าเทคโนโลยีมาจากต่างประเทศ	■ ใช้ได้ทั้งในระบบการผลิตจากฟาร์มสุกรและโรงงานอุตสาหกรรม

กลุ่มที่ 1 เทคโนโลยีก๊าซชีวภาพแบบยูเอเอสบีเป็นระบบที่จัดอยู่ในลำดับแรกมีจุดเด่นในด้านระดับการพัฒนาของระบบ (Maturity of Technology) และการพึ่งพาเทคโนโลยีที่ผลิตได้เอง (Technological Self-reliance) โดยเฉพาะมีตัวอย่างการใช้งานกับน้ำเสียที่หลากหลายและมีงานวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ความเชื่อมั่นในเทคโนโลยีจึงสูง เป็นระบบผลิต/สร้าง ด้วยเทคโนโลยีในประเทศ และประยุกต์ใช้งานได้หลากหลาย

กลุ่มที่ 2 ระบบก๊าซชีวภาพแบบตรึงฟิล์มจุลินทรีย์ และระบบบ่อปิดแบบไม่ใช้อากาศ ระบบตรึงฟิล์ม เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้งานมานานแล้วและมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องจนเข้าสู่ระดับเชิงพาณิชย์แล้ว มีจุดเด่นในด้านการประยุกต์ใช้ ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี (Maturity of Technology) ศักยภาพไปใช้ในเชิงพาณิชย์สูงและการพึ่งพาเทคโนโลยีที่ผลิตขึ้นเองได้ ไม่ต่างจากระบบยูเอเอสบี โดยเฉพาะการพัฒนาเทคโนโลยีขึ้นได้เองในประเทศ เป็นระบบประสิทธิภาพสูงที่มีการติดตั้งตัวกลางสำหรับจุลินทรีย์ในการยึดเกาะภายในระบบ ส่วนระบบบ่อปิดแบบไร้อากาศมีจุดเด่นในเรื่องของการลงทุนที่ไม่สูงมาก และระดับของการพัฒนาซึ่งเป็นเทคโนโลยีภายในประเทศ

กลุ่มที่ 3 ระบบแผ่นกั้นไร้อากาศและถังกวนสมบูรณ์ได้ลำดับถัดไป แต่มีคะแนนไม่ต่างกันมากนัก ดังนั้นการพิจารณาการใช้เทคโนโลยีนั้นอาจมีปัจจัยอื่นๆ ประกอบด้วย ผู้ใช้สามารถพิจารณาจุดเด่นและข้อจำกัดของแต่ละเทคโนโลยีให้เหมาะสมกับโรงงานของตน

ตารางที่ 4.5-5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	▪ UASB	▪ มีตัวอย่างการใช้งานที่หลากหลายและมีการพัฒนาไปใช้ในเชิงพาณิชย์แล้ว ▪ มีบริษัทผู้ผลิตให้เลือกทั้งในประเทศและต่างประเทศ ▪ ประสิทธิภาพในการบำบัดสูง รับภาระสารอินทรีย์ได้สูง ▪ ต้นทุนการก่อสร้างระบบยังคงสูง ▪ ต้องการความชำนาญในการควบคุมระบบ ▪ น้ำเสียต้องมีสารแขวนลอยต่ำ ▪ มักมีปัญหาเรื่องการสูญเสียตะกอนจุลินทรีย์ ▪ ระบบยูเอเอสบีไม่ได้เหมาะสมกับการบำบัดน้ำเสียทุกประเภท ▪ ต้องการเม็ดตะกอนจุลินทรีย์ (แกรนูล) ▪ การสร้างเม็ดตะกอนต้องใช้ความรู้ความชำนาญสูง
กลุ่มที่ 2	▪ AFF ▪ ACL	ระบบ AFF ▪ มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์แล้ว เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้นในประเทศ ▪ รับ Shock Load ได้ดี รับน้ำเสียที่มีสารแขวนลอยและ Toxic ได้ดี ▪ ควบคุมดูแลง่าย ▪ ค่าการลงทุนสูงเนื่องจากมีค่าตัวกลาง ▪ ตัวอย่างการใช้งานยังไม่มากนัก ▪ ปัจจุบันมีการพัฒนาต่อเนื่องโดยลดปริมาณตัวกลางลงกว่าครึ่งและเรียกว่า Hybrid Reactor ระบบ ACL ▪ ต้นทุนในการก่อสร้างต่ำกว่าระบบอื่นๆ ▪ ควบคุมดูแลง่าย รับ Shock load ได้ดี ▪ ได้รับความนิยมใช้งานกันมากในการบำบัดน้ำเสียจากการเลี้ยงสัตว์ ▪ ก่อสร้างง่าย ไม่ซับซ้อน แต่ต้องการพื้นที่มาก

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
		▪ มักมีปัญหาเรื่องกากตะกอนแข็งสะสม และมีปัญหาเรื่องการปนเปื้อนของแหล่งน้ำใต้ดินเนื่องจากมักไม่มีการกรุพื้นบ่อด้วยพลาสติก ▪ รับภาระบรรทุกสารอินทรีย์ได้ต่ำเนื่องความเข้มข้นของจุลินทรีย์ต่ำ ▪ มีการพัฒนาระบบรุ่นใหม่ให้สามารถดึงกากตะกอนออกได้ แต่ต้นทุนค่าก่อสร้างระบบก็สูงขึ้นตามไปด้วยและมักมีปัญหาเรื่องการกระจาย ตัวของก๊าซ ทำให้นำไปใช้งานได้ยาก นอกจากนี้พบปัญหาน้ำขังบนพลาสติกทำให้ฉีกขาดได้
กลุ่มที่ 3	▪ ARB ▪ CSTR	ระบบ ABR ▪ มีเสถียรภาพระบบค่อนข้างดีเนื่องจากจุลินทรีย์แต่ละกลุ่มแยกกันตามชนิดของสารอาหารในแต่ละห้องของระบบ ▪ รับ Shock Load และการเปลี่ยนแปลงของน้ำเสียอย่างรวดเร็วได้ดี ▪ ต้องนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ▪ ต้องการความชำนาญในการเดินระบบ ▪ ระบบนี้คล้ายกับระบบบ่อปิดไร้อากาศ ต่างกันที่ลักษณะการแบ่งถังปฏิกรณ์ออกเป็นห้องๆ ดังนั้นหากน้ำเสียมีตะกอนแข็งมากจะทำให้เกิดการสะสมบริเวณหลัง Baffle ทำให้ขัดขวางการไหลได้ ระบบ CSTR ▪ ประสิทธิภาพสูงเนื่องจากอัตราการย่อยสลายสูง (ความเข้มข้นของสารอาหารทั้งถังสูง) ▪ มักพบปัญหาเรื่องของการกวนผสมไม่ดี มีปัญหาเรื่องการสูญเสียเซลล์จุลินทรีย์ ▪ Effluent Concentration สูง ▪ มีการใช้งาน 5 แห่งกับน้ำเสียจากโรงงานปาล์มน้ำมันและขยะชุมชน

4.5.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

อุปสรรคของการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพเน้นสาเหตุและปัจจัยที่ขัดขวางการตัดสินใจของผู้ใช้งานระบบบำบัดน้ำเสีย ในการที่จะไม่เลือกหรือชะลอการที่จะเลือกใช้งานระบบก๊าซชีวภาพในการบำบัดน้ำเสียและผลิตพลังงานออกไป

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อผลิตพลังงาน	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	ความหลากหลายของเทคโนโลยีมีน้อยทำให้มีข้อจำกัดในการเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับของเสีย ระดับความก้าวหน้าของเทคโนโลยีมีจำกัด ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยโดยเฉพาะการผลิตในระยะยาวยังสูงอยู่ ประสิทธิภาพและเสถียรภาพของระบบต่ำส่งผลให้ผลตอบแทนการลงทุนต่ำ นอกจากนี้ยังต้องพึ่งพาเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ทำให้ไม่เกิดการพัฒนาและสร้างองค์ความรู้ในประเทศ
เศรษฐศาสตร์	เงินลงทุนสูงและมีความเสี่ยงในการลงทุน การเข้าถึงแหล่งสนับสนุนและสถาบันด้านการเงินไม่สะดวก และไม่คล่องตัว สถาบันการเงินไม่เข้าใจโครงการผลิตก๊าซชีวภาพหน่วยงานให้สินเชื่อขาดประสบการณ์
กฎระเบียบ	การกำหนดเป้าหมายยังขาดแผนดำเนินการที่เป็นรูปธรรมอย่างชัดเจน กฎหมายและข้อบังคับโดยเฉพาะด้านสิ่งแวดล้อมยังไม่เข้มงวดมากพอ รวมทั้งขาดการบังคบใช้และลงโทษอย่างจริงจัง ข้อบังคับการซื้อขายไฟฟ้าไม่คล่องตัว ขาดมาตรการส่งเสริมทางภาษีและแรงจูงใจ รวมทั้ง การให้แรงจูงใจที่มีอยู่ไม่ประสบความสำเร็จเนื่องจากระเบียบปฏิบัติไม่คล่องตัว
การตลาด	ค่าก่อสร้างระบบสูง จำนวนผู้ขายและเจ้าของเทคโนโลยีที่แท้จริงในตลาดมีน้อย การแข่งขันมีไม่มากพอ ข้อมูลเชิงวิชาการมีจำกัด ทำให้ผู้ใช้ไม่กล้าตัดสินใจ และไม่มั่นใจในระบบที่จะเลือก

4.5.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

ตารางที่ 4.5-6 เทคโนโลยีถังปฏิกรณ์

เทคโนโลยีที่ 1 :		
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1. Up Flow Anaerobic Sludge Blanket (UASB)	■ ใช้กันแพร่หลาย พัฒนาเทคโนโลยีในเรื่องของจุลินทรีย์เป็นหลัก	■ เทคโนโลยีผลิตได้ในประเทศแต่ยังมีการนำเข้าอยู่ ปัญหา wash out เนื่องมาจาก การoperation ระบบ ที่ผิด ยังไม่มีการศึกษาเรื่องเชื้อจุลินทรีย์อย่างจริงจัง
2. Anaerobic Fixed film (AFF)	■ ใช้มากในต่างประเทศ พัฒนาทั้งตัวกลางและจุลินทรีย์	■ ผลิตได้ในประเทศ ■ พัฒนาระบบลูกผสม (hybrid reactor) ซึ่งอยู่ในระดับวิจัย/สาธิต
3. ACL	■ พัฒนาจากบ่อบำบัดน้ำเสียเดิม ไม่ซับซ้อน	■ เริ่มนิยมใช้ ในประเทศมากขึ้นแต่ยังขาดความรู้เชิงเทคโนโลยี การติดตั้ง การติดตามผล (ตะกอน และการขุดลอก) และการกักเก็บก๊าซ

ตารางที่ 4.5-7 เทคโนโลยีระบบทำความสะอาด ก๊าซ

ประเด็นหลัก	ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1. การบำบัดโดยวิธีทางเคมี	▪ ใช้ Oxidizing agent เช่น Ferric oxide, Zinc, oxides solid alkalines เป็นต้น ซึ่งใช้กันแพร่หลาย	▪ ใช้ Ferric oxides ในบางที่ ยังต้องพึ่งเทคโนโลยีจากต่างประเทศบ้าง ยังไม่มีการพัฒนาในประเทศ
2. การบำบัดทางชีวภาพ	▪ ศึกษาและพัฒนาจุลินทรีย์ที่เกี่ยวข้อง	▪ ยังไม่มีการศึกษาในประเทศอย่างจริงจังสามารถพัฒนาได้หากได้รับการสนับสนุน
3. การบำบัดทางเคมี-กายภาพ	▪ มีเทคโนโลยีเมมเบรนที่มีประสิทธิภาพหลายประเภทต้องใช้ความดันสูงซึ่งไม่เปลืองพลังงาน	▪ ยังไม่ได้นำมาใช้สามารถพัฒนาได้หากได้รับการสนับสนุน

ตารางที่ 4.5-8 ระบบการใช้ประโยชน์จากก๊าซชีวภาพ

เทคโนโลยีที่ 3 : ACL		
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1. การเผาไหม้เชิงความร้อนและแสงสว่าง	▪ เป็นเทคโนโลยีไม่ซับซ้อน	▪ สามารถพัฒนาได้ในประเทศ
2. การใช้ก๊าซเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า	▪ ได้รับความนิยมสามารถพัฒนาใช้อย่างแพร่หลายทั้งกับเครื่องยนต์ขนาดใหญ่และขนาดเล็ก	▪ พัฒนาได้ในประเทศสำหรับเครื่องปั่นไฟขนาดใหญ่ ส่วนขนาดเล็ก มีใช้บ้าง
3. การใช้ก๊าซแบบพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม	▪ ในต่างปะเทศใช้ผลิตน้ำร้อน	▪ ยังไม่ได้รับความสนใจเท่าที่ควร
4. การใช้ก๊าซชีวภาพเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์	▪ พัฒนาจนสามารถใช้กับรถยนต์ได้แต่ยังไม่แพร่หลาย	▪ ไม่มีความรู้เพียงพอด้านการทำความสะอาดและการทำให้ก๊าซชีวภาพ (มีเทน) เข้มข้นและอยู่ในรูปของเชื้อเพลิงสำหรับการขนส่ง

4.6 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากขยะ

4.6.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology Overview)

ในปี 2548 ปริมาณขยะมูลฝอยในประเทศไทยมีประมาณ 14.3 ล้านตัน หรือวันละ 39,270 ตัน มีการนำกลับมาใช้ประโยชน์ประมาณร้อยละ 22 การกำจัดขยะมูลฝอยมีเพียงประมาณร้อยละ 43 ของขยะที่เกิดขึ้น เทคโนโลยีที่ใช้ในการกำจัดในปัจจุบันส่วนใหญ่เป็นการฝังกลบแบบถูกสุขาภิบาล มีการใช้เตาเผาในการกำจัดเพียง 3 แห่งเท่านั้น

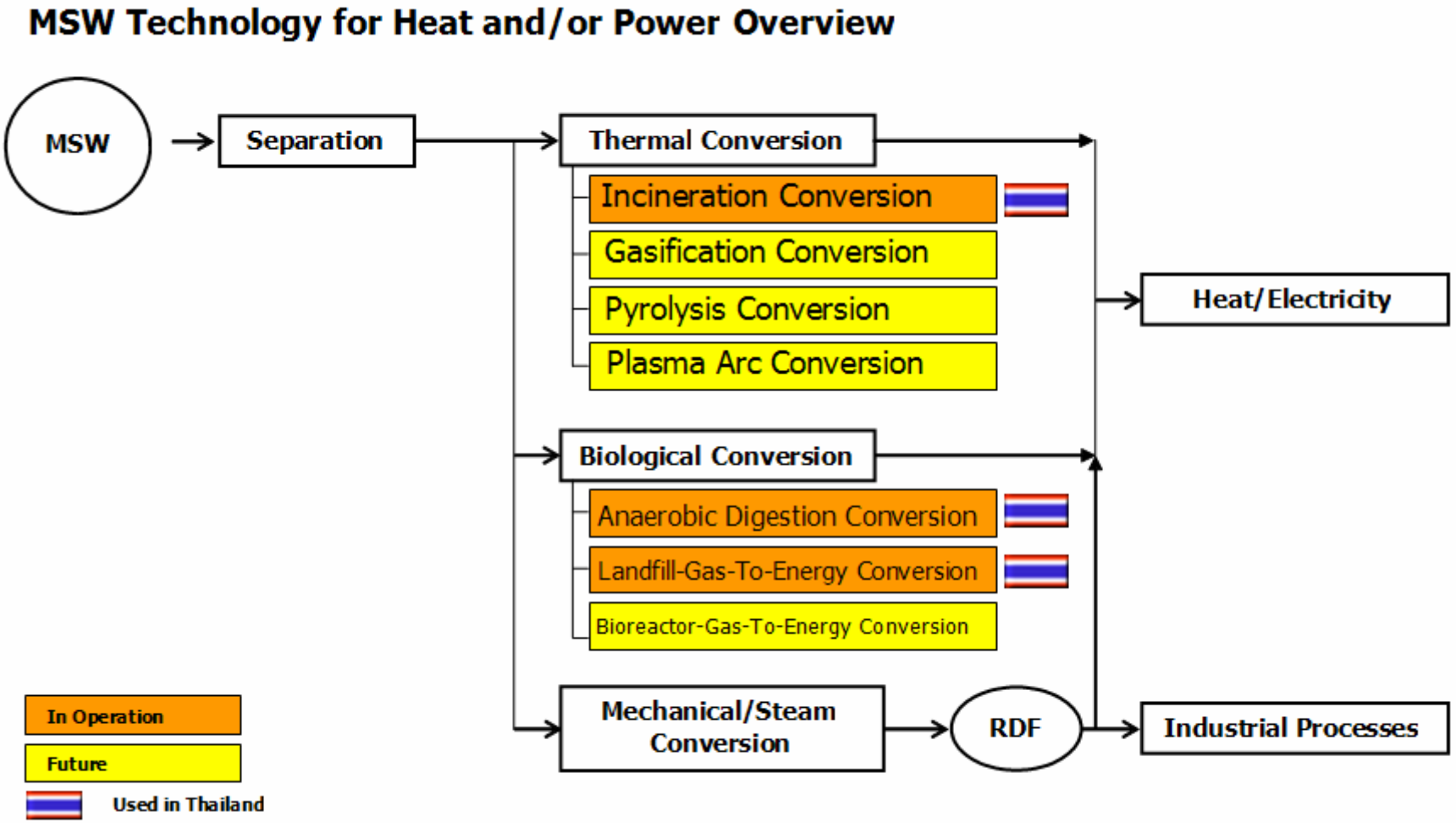
การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากขยะในปัจจุบันยังไม่แพร่หลายมากนัก ที่ดำเนินการไปแล้ว แสดงในตารางที่ 4.6-1

ตารางที่ 4.6-1 เทคโนโลยีและกำลังผลิตไฟฟ้าจากการกำจัดมูลฝอยในปัจจุบัน

เทคโนโลยี	กำลังการผลิต	สถานที่
เตาเผาขยะ	2.5 MWe	เทศบาลนครภูเก็ต
ฝังกลบ	870 kWe	หลุมฝังกลบขยะกำแพงแสน
ฝังกลบ	935 kWe	หลุมฝังกลบ ราชาเทวะ
การย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน	625 kWe	เทศบาลเมืองระยอง
การย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน	1 MWe	องค์การบริหารส่วนจังหวัดชลบุรี

เทคโนโลยีที่ใช้มีความแตกต่างทั้งในด้านหลักการ กระบวนการและผลผลิตสุดท้ายที่ได้เพื่อนำไปผลิตความร้อนและไฟฟ้า ซึ่งมีข้อดีและข้อจำกัดแตกต่างกัน ทำให้เกิดความหลากหลายในการเลือกเทคโนโลยีเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากขยะ

เทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าทั้งที่ใช้อยู่อย่างแพร่หลายในเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันและที่ยังไม่แพร่หลายแสดงในรูปที่ 4.6-1



รูปที่ 4.6-1 MSW Technology for Heat and/or Power Overview

ตารางที่ 4.6-2 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี การกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
1. Incineration	■ ใช้แพร่หลายทั้งในยุโรปและอเมริกา ส่วนใหญ่เป็นระบบ grating system	■ มีการใช้บ้าง แต่ยังไม่แพร่หลาย
2. Gasification	■ ปัจจุบันเทคโนโลยียังอยู่ในระดับโรงงานต้นแบบหรือโรงงานสาธิต การใช้งานยังไม่แพร่หลาย อย่างไรก็ตามในระยะหลังเริ่มได้รับความสนใจมากขึ้น	■ ยังไม่มีการใช้
3. Pyrolysis	■ ปัจจุบันเทคโนโลยียังอยู่ในระดับโรงงานต้นแบบหรือโรงงานสาธิต การใช้งานยังไม่แพร่หลาย อย่างไรก็ตามในระยะหลังเริ่มได้รับความสนใจมากขึ้น	■ ยังไม่มีการใช้
4. Plasma Arc Conversion	■ โรงงานสาธิต	■ ยังไม่มีการใช้
5. Anaerobic digestion	■ ใช้กันอย่างแพร่หลาย โดยเฉพาะในยุโรป แต่ใช้เฉพาะกับ organic fraction municipal solid waste ■ มีใช้อยู่บ้างแต่จำนวนน้อยมากในอเมริกา	■ มีใช้อยู่บ้างแต่ยังไม่แพร่หลายและ ยังไม่นานพอที่จะประเมินความเชื่อมั่นในระยะยาว
6. Landfill gas to energy	■ ใช้กันแพร่หลายแต่มีแนวโน้มลดลง เนื่องจากการปนเปื้อนของพื้นที่บริเวณใกล้เคียง	■ มีใช้กันอยู่บ้างแต่การเชื่อมต่อเพื่อผลิตพลังงานยังมีอยู่น้อย
7. Bioreactor gas to energy	■ ยังอยู่ในขั้นศึกษาวิจัยในห้องปฏิบัติการและสาธิต	■ ยังไม่มีการใช้

4.6.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อการผลิตพลังงานแต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือจุดเด่น/จุดด้อย ดังแสดงในตารางที่ 4.6-3

ตารางที่ 4.6-3 จุดเด่น และจุดด้อยของเทคโนโลยี การกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงาน

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย
1. Incineration Technology	▪ มีความยืดหยุ่นต่อชนิดขยะสูง ▪ ลดมวลและปริมาตรได้มาก ▪ เวลากำจัดสั้น ▪ ผลิตพลังงานได้มากที่สุด ▪ ระบบใช้พื้นที่น้อยที่สุด ▪ ใช้งานร่วมกับ RDF	▪ เงินลงทุนและ O&M สูง ▪ ขนาดเล็กสุดที่คุ้มค่าต่อการลงทุนและสามารถผลิตพลังงานได้เพียงพอคือ 250 ตันต่อวัน ▪ เป็นเทคโนโลยีขั้นสูง ประเทศไทยยังไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้เอง ▪ ปัญหาเรื่อง Public Perception ▪ ต้องมีระบบบำบัดมลพิษที่มีประสิทธิภาพ และจำเป็นต้องใช้ผู้มีความรู้เฉพาะทาง
2. Gasification Technology	▪ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ▪ ลดมวลและปริมาตรได้ดี ▪ เวลากำจัดสั้น ▪ ผลิตพลังงานได้มาก ▪ ระบบใช้พื้นที่น้อย ▪ ระบบขนาดเล็ก (< 1 MW) สามารถพัฒนาได้เองในประเทศ ▪ ใช้งานร่วมกับ RDF	▪ ต้องมีการจัดการขยะเบื้องต้นก่อน เช่น การทำให้ขยะอยู่ในรูปของ Refuse derived fuel (RDF) ▪ เงินลงทุนและ O&M สูง ▪ ยังขาดข้อมูลอ้างอิงในเชิงพาณิชย์ ▪ ระบบขนาดใหญ่เป็นเทคโนโลยีขั้นสูง ประเทศไทยยังไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้เอง ▪ ค่าการลงทุนเทคโนโลยียังแพงอยู่
3. Pyrolysis Technology	▪ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ▪ ลดมวลและปริมาตรได้ดี ▪ เวลากำจัดสั้น ▪ ผลิตพลังงานได้มาก ▪ ระบบใช้พื้นที่น้อย ▪ ระบบขนาดเล็ก (< 1 MW) สามารถพัฒนาได้เองในประเทศ ▪ ใช้งานร่วมกับ RDF	▪ ต้องมีการจัดการขยะเบื้องต้นก่อน เช่น การทำให้ขยะอยู่ในรูปของ refuse derived fuel(RDF) ▪ เงินลงทุนและ O&M สูง ▪ ยังขาดข้อมูลอ้างอิงในเชิงพาณิชย์ ▪ ระบบขนาดใหญ่เป็นเทคโนโลยีขั้นสูง ยังไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้เอง ▪ ค่าการลงทุนเทคโนโลยียังแพงอยู่
4. Plasma Arc Technology	▪ สามารถรองรับขยะมูลฝอยหรือของเสียได้หลากหลายประเภท แม้ว่าของ	▪ การใช้งานกับขยะมูลฝอยชุมชนยังไม่เป็นที่แพร่หลายมากนัก ยังอยู่ในขั้นของ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย
	เสียแต่ละประเภทจะมีจุดหลอมเหลวที่ต่างกันเป็น ■ ปริมาณก๊าซที่ปล่อยออกจากระบบมีปริมาณน้อย จึงมีค่าลงทุนระบบบำบัดมลพิษทางอากาศน้อย ■ ลดปัญหาการเกิดไดออกซินได้ รวมทั้งเกิดกระบวนการสลายสารอินทรีย์โดยใช้ความร้อนอย่างสมบูรณ์ ในห้องปฏิกรณ์ที่สองด้วย	การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ซึ่งระบบขนาดใหญ่ยังมีไม่มากนัก ■ ระบบขนาดใหญ่เป็นเทคโนโลยีขั้นสูง ประเทศไทยยังไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้เอง
5. RDF Technology	■ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ■ ใช้งานร่วมกับ Gasification ■ Plant มีขนาดเล็ก สามารถสร้างกระจายตามจุดต่างๆ ณ แหล่งกำเนิดขยะ ■ เชื้อเพลิงที่ได้ไม่จำเป็นต้องผลิตพลังงานทันที เก็บไว้ผลิตเมื่อใดก็ได้ ■ ระบบใช้พื้นที่น้อย ■ เทคโนโลยีสามารถพัฒนาได้เองในประเทศ	■ ไม่เป็น stand alone unit ■ ยังมีกากของเสียที่ต้องรอการกำจัด ■ ยังขาดข้อมูลอ้างอิงในเชิงพาณิชย์ ■ ยังไม่มีตลาดการซื้อขายเชื้อเพลิงจากขยะ ■ จำเป็นต้องมีตลาดรองรับเชื้อเพลิงขยะ เพราะปัจจุบันประเทศไทยยังไม่มี
6. Anaerobic Digestion Technology	■ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ■ องค์ประกอบขยะในประเทศมีสารอินทรีย์ที่ย่อยสลายได้สูง ■ เทคโนโลยีไม่ซับซ้อน สามารถพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศได้เอง (ยกเว้นระบบผลิตพลังงาน)	■ จำเป็นต้องมีการจัดการขยะที่ดี มีการคัดแยกขยะอินทรีย์ออกจากขยะประเภทอื่นๆ จึงจะสามารถเดินระบบได้อย่างเต็มประสิทธิภาพของระบบได้ ■ ต้องพัฒนาสายพันธุ์จุลินทรีย์ที่ให้ก๊าซชีวภาพสูงและทนทานสภาพแวดล้อมได้ดี ■ ต้องสร้างตลาดให้กับสารปรับปรุงคุณภาพดินเพื่อเพิ่มรายได้ให้ระบบ
7. Landfill-Gas-To-Energy Technology	■ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ■ องค์ประกอบขยะในประเทศมีสารอินทรีย์ที่ย่อยสลายได้สูง ■ เทคโนโลยีไม่ซับซ้อน สามารถพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศได้เอง (ยกเว้นระบบผลิตพลังงาน)	■ ปัญหาเรื่องประสิทธิภาพของก๊าซที่ได้ และมลพิษที่อาจเกิดขึ้นเนื่องจากการควบคุมดูแลที่ไม่ถูกต้องตามหลักวิชาการ
8. Bioreactor-Gas-To-Energy Technology	■ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ■ องค์ประกอบขยะในประเทศมีสารอินทรีย์ที่ย่อยสลายได้สูง	■ ยังขาดข้อมูลอ้างอิงในเชิงพาณิชย์ ■ ระบบขนาดใหญ่เป็นเทคโนโลยีขั้นสูง ประเทศไทยยังไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้เอง

4.6.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ตารางที่ 4.6-4 แสดงตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลาย

ตารางที่ 4.6-4 ผลวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. Incineration	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> (รวมทั้งระบบ) ■ จากข้อมูลของ World Bank พบว่า สำหรับเตาเผาที่มีความสามารถในการกำจัดวันละ 1,000 ตันต่อวัน จะใช้เงินลงทุนประมาณ 150,000 เหรียญสหรัฐต่อตันขยะที่กำจัด และหากความสามารถในการกำจัดเพิ่มขึ้นเป็นวันละ 2,500 ตัน เงินลงทุนจะประมาณ 120,000 เหรียญสหรัฐต่อตันขยะที่กำจัด <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ■ ระบบเตาเผาขยะมูลฝอยจังหวัดภูเก็ต ■ ขนาด 250 ตันต่อวัน ■ พื้นที่ 46 ไร่ ■ งบประมาณในการก่อสร้าง 788 ล้านบาท (ไม่รวมค่าที่ดิน) ■ ค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา 500.75 บาทต่อตัน ■ สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 2.5 เมกะวัตต์	■ จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 251-1,000 ตันต่อวันประกอบด้วย กรุงเทพมหานคร ชลบุรี สมุทรปราการ นนทบุรี และจังหวัดอื่นจำนวน 11 จังหวัด
2. Landfill	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> (รวมทั้งระบบ) ■ - ปริมาณขยะมูลฝอยในพื้นที่ฝังกลบ 1 ล้านตัน ใช้เงินลงทุน 628,000 เหรียญสหรัฐ - ปริมาณขยะมูลฝอยในพื้ที่ฝังกลบ 5 ล้านตัน ใช้เงินลงทุน 2,088,000 เหรียญสหรัฐ - ปริมาณขยะมูลฝอยในพื้ที่ฝังกลบ 10 ล้านตัน ใช้เงินลงทุน 3,599,000 เหรียญสหรัฐ <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ■ ระบบกำจัดขยะมูลด้วยวิธีฝังกลบ ที่กำแพงแสน ■ ขนาด 6,000 ตันต่อวัน ■ พื้นที่ 900 ไร่ ■ ค่าก่อสร้างประมาณ 45.3 ล้านบาท (ไม่รวมค่าพื้นที่) ■ ค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา 354 บาทต่อตัน ■ สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 650 กิโลวัตต์	■ จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบระหว่าง 101-500 ตันต่อวัน มีจำนวน 39 จังหวัด
3. Anaerobic Digestion	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> (รวมทั้งระบบ) ■ ต้นทุนในยุโรป (ปี ค.ศ 1996) - ประมาณ 50-80 Euro ต่อตัน เมื่อขนาดของระบบเล็กกว่า 20,000 ตันต่อปี - ประมาณ 40-50 Euro ต่อตัน เมื่อขนาดของระบบอยู่	■ จังหวัดที่มีปริมาณขยะมูลฝอยเข้าระบบ น้อยกว่า 100-250 ตันต่อวัน มีจำนวน 61 จังหวัด

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	ในช่วง 20,000-120,000 ตันต่อปี (หมายเหตุ ต้นทุนในที่นี้หมายถึงต้นทุนต่อตันขยะเมื่อคิดระยะเวลาประกอบการทั้งโครงการ 20 ปี) <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ■ ระบบกำจัดขยะมูลฝอยด้วยการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน เทศบาลเมืองระยอง ■ ขนาด 60-90 ตันต่อวัน ■ พื้นที่ 5 ไร่ ■ ค่าก่อสร้างประมาณ 135.21 ล้านบาท (ไม่รวมค่าพื้นที่) ■ ค่าปฏิบัติงานและบำรุงรักษา 335 บาทต่อตัน ■ สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 625 กิโลวัตต์	

4.6.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีในการผลิตพลังงานจากขยะมูลฝอย ในบริบทของประเทศไทยให้ความสำคัญการพึ่งพาเทคโนโลยีด้วยตนเอง ความพร้อมของเทคโนโลยี เกณฑ์ด้านเศรษฐศาสตร์ และการนำไปใช้ได้จริง ตามลำดับ ผลการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีแบ่งได้เป็น 3 กลุ่มแสดงในตารางที่ 4.6-5

เทคโนโลยีในกลุ่มแรกมีความพร้อมและเหมาะสมกับประเภทของขยะในประเทศไทย ใช้ได้กับแหล่งผลิตขยะขนาดเล็ก (<100 ตันต่อวัน) ถึงระดับปานกลาง (100-250 ตันต่อวัน) เทคโนโลยีเหล่านี้ควรมีระบบการคัดแยกขยะรองรับ ถึงแม้พลังงานต่อหน่วยผลิตไม่มากแต่สามารถกระจายเทคโนโลยีได้ตามพื้นที่ต่าง ๆ มีข้อจำกัดในการนำไปใช้เช่น Anaerobic Digestion ต้องมีการคัดแยกขยะ และใช้ได้ดีกับขยะจากตลาดสดและโรงอาหาร ส่วน RDF ควรติดตั้งใกล้แหล่งกำเนิดและมีระบบคัดแยก

เทคโนโลยีในกลุ่มที่สอง เป็นเทคโนโลยีด้านความร้อนเป็นหลัก ซึ่งเทคโนโลยีนี้นิยมใช้ในต่างประเทศ เนื่องจากสามารถใช้กำจัดขยะที่ลดปริมาณได้จำนวนมาก ได้โดยไม่ต้องคัดแยก ผลิตพลังงานต่อหน่วยได้สูงกว่าเทคโนโลยีอื่น ๆ เทคโนโลยีกลุ่มนี้มีการลงทุนสูง แต่สามารถใช้ได้ในแหล่งผลิตขยะขนาดใหญ่และใหญ่มาก

เทคโนโลยีในกลุ่มสุดท้ายยังไม่มีความพร้อมในการนำมาใช้เนื่องจากอยู่ในระดับวิจัยและพัฒนายังไม่มีการใช้ทั้งในและต่างประเทศ

ตารางที่ 4.6-5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากขยะ

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	■ Anaerobic Digestion Technology ■ Landfill-Gas –to-Energy Technology ■ Refused Derive Fuel : (RDF)	■ มีความพร้อมของเทคโนโลยีและการนำไปใช้จริงแต่ยังคงต้องพึ่งเทคโนโลยีในต่างประเทศเป็นหลัก ผลิตพลังงานได้ไม่สูงมากนัก ต้องมีการคัดแยกขยะรองรับเพื่อแยกอินทรีย์สารเข้าระบบ ใช้ได้กับแหล่งผลิตขยะขนาดเล็กและขนาดกลาง ■ แหล่งฝังกลบในปัจจุบันมีอยู่มาก หากต้องการผลิตพลังงาน แหล่งฝังกลบส่วนใหญ่ ต้องสร้างระบบดึงก๊าซมาใช้ เพื่อให้สามารถผลิตพลังงานได้เต็มที่ ทั้งนี้ยังมีข้อจำกัดด้านการพยากรณ์ปริมาณก๊าซ การทำความสะอาดก๊าซ ใช้ได้กับแหล่งผลิตขยะขนาดกลางและขนาดใหญ่ ■ RDF ใช้ได้กับแหล่งผลิตขยะขนาดเล็ก เพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้กับระบบการผลิตพลังงาน เช่น gasification ยังไม่มีตัวอย่างในประเทศไทยและยังไม่มีตลาดรองรับ
กลุ่มที่ 2	■ Incineration ■ Gasification Tecnology ■ Pyrolysis Technology	■ Incineration ต้นทุนก่อสร้างและเดินระบบสูง มีปัญหามลพิษสิ่งแวดล้อม ไม่ต้องแยกขยะ ผลิตพลังงานได้สูงกว่าเทคโนโลยีอื่น นิยมใช้ในต่างประเทศ ■ อยู่ในระดับห้องปฏิบัติการและโรงงานต้นแบบ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ยังมีข้อจำกัดด้านการลงทุน ■ อยู่ในระดับห้องปฏิบัติการและโรงงานต้นแบบ เป็นเทคโนโลยีสะอาด ยังมีข้อจำกัดด้านการลงทุน
กลุ่มที่ 3	■ Plasma Arc Technology ■ Bioreactor-Gas-To-Energy	■ อยู่ในระดับวิจัยและพัฒนา ■ อยู่ในระดับพัฒนาเทคโนโลยี สามารถใช้ได้กับหลุมฝังกลบเก่าที่มีปัญหาด้าน น้ำชะขยะ

4.6.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

การกำจัดขยะมูลฝอยเป็นงานหลักของเทศบาลและองค์กรบริหารส่วนท้องถิ่น การผลิตพลังงานจากขยะในปัจจุบันจึงเป็นเสมือนส่วนเพิ่มจากการกำจัดขยะ ที่ยังไม่ได้มีการคำนึงถึงควบคู่ไปกับการกำจัดขยะ การดำเนินงานของท้องถิ่นที่รับผิดชอบมีรูปแบบที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ไม่มีแบบแผนเฉพาะ

ตารางที่ 4.6-6 ปัญหาและอุปสรรคหลักของการกำจัดขยะเพื่อผลิตพลังงาน

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการกำจัดขยะเพื่อผลิตพลังงาน	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	เทคโนโลยีการกำจัดขยะมูลฝอยเพื่อผลิตพลังงานเป็นเทคโนโลยีขั้นสูง การพัฒนาในประเทศมีข้อจำกัด ทำให้ขาดความมั่นใจในการนำไปใช้งาน เทคโนโลยีนำเข้าไม่สามารถแก้ไขปัญหาขยะที่มีคุณลักษณะเฉพาะของประเทศ
เศรษฐศาสตร์	นอกเหนือจากเทคโนโลยีราคาแพงแล้ว ในด้านการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนการผลิตพลังงานก็มีราคาสูง เนื่องจากรวมราคาการกำจัดขยะมูลฝอยเข้าไปด้วย
กฎระเบียบ	ไม่มีแผน รูปแบบที่เหมาะสมในการกำจัดขยะท้องถิ่นที่คำนึงถึงการผลิตพลังงาน ระเบียบค่าธรรมเนียมกลางในการกำจัดขยะไม่มีความชัดเจน
การตลาด	มีตลาดเฉพาะการผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งการกำหนดราคารับซื้อยังไม่จูงใจ ยังไม่มีตลาดของพลังงานในรูปแบบอื่น เช่น เชื้อเพลิงแข็ง ก๊าซมีเทน เป็นต้น

4.6.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

เนื่องจากเทคโนโลยี Incineration, Anaerobic digestion และ Landfill เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้ในต่างประเทศ และได้รับความนิยมใช้ในประเทศอยู่ในระดับหนึ่ง แต่เนื่องจากเทคโนโลยีทั้ง 3 มีความแตกต่างกันมาก และทางเลือกในการใช้เทคโนโลยีเพื่อผลิตพลังงานควบคู่ไปกับการกำจัดขยะมูลฝอยขึ้นอยู่กับความพร้อมของท้องถิ่นและชุมชนในท้องถิ่นเป็นหลัก โดยเฉพาะอย่างยิ่งการคัดแยกขยะ ณ ที่เกิด ในที่นี้จึงกล่าวถึงช่องว่างองค์ความรู้ทั้งในทางสากลและในประเทศรวมถึงขีดความสามารถในการใช้งานภายในประเทศ แสดงในตารางที่ 4.6-7 ถึง 4.6-9

ตารางที่ 4.6-7 ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/การผลิต Incineration

เทคโนโลยีที่ 1 : Incineration		
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1.Grate firing system	▪ ส่วนใหญ่เป็นระบบตะกรับแบบเคลื่อนที่ ใช้อากาศระบายความร้อนเป็นผลให้มีความร้อนสะสมอยู่ที่ตะกรับซึ่งจะทำให้ตะกรับเกิดความเสียหาย จึงต้องพัฒนาระบบตะกรับแบบหล่อเย็นด้วยน้ำ	▪ ยังไม่สามารถพัฒนาตะกรับที่ใช้ในการเผาไหม้ได้เอง และยังขาดองค์ความรู้ด้านระบบควบคุมการปฏิบัติงานและระบบควบคุมมลพิษ
2.Fluidized bed	▪ อยู่ในขั้นตอนพัฒนาเพื่อใช้กับ MSW มีข้อจำกัดเกี่ยวกับ ขนาดและองค์ประกอบของเชื้อเพลิง	▪ ระบบคัดแยกยังไม่มีประสิทธิภาพ และยังไม่มีการใช้งานจริงในประเทศ
3.Fixed bed	▪ การผสมระหว่างอากาศกับขยะมูลฝอยเพื่อให้เกิดการเผาไหม้อย่างมีประสิทธิภาพ	▪ การผสมระหว่างอากาศกับขยะมูลฝอยเพื่อให้เกิดการเผาไหม้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 4.6-8 ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/การผลิต Anaerobic Digestion

เทคโนโลยีที่ 2 : Anaerobic Digestion		
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1.Waste separation	▪ มีข้อกำหนดชัดเจนในบางประเทศไม่ให้กำจัดสารอินทรีย์ที่ไม่เสถียรโดยการใช้หลุมฝังกลบ ▪ มีการคัดแยกขยะ ณ ที่เกิดได้มีประสิทธิภาพ ง่ายต่อการนำมากำจัดขั้นสุดท้าย ▪ มีแบบจำลอง (model)ในการคัดแยกขยะ	▪ การคัดแยกขยะ ณ ที่เกิด ยังไม่ประสบความสำเร็จ ขาดการรณรงค์แบบต่อเนื่อง และความรู้ในการคัดแยกขยะให้ถูกต้อง ▪ มีการศึกษาแบบจำลองการคัดแยกบ้างแต่ไม่ได้ถูกนำมาใช้อย่างจริงจัง ▪ ในเทศบาลบางแห่งมีโรงคัดแยกขยะก่อนกำจัด ส่วนใหญ่ใช้เครื่องมือกล ▪ ขาดประสบการณ์และความรู้ในการซ่อมบำรุงทำให้เครื่องเสียบ่อย ▪ ยังไม่มีความสามารถในการผลิตเครื่องมือแยกดังกล่าว
2.Process design	▪ ในยุโรปเน้น dry digestion process ที่ใช้อุณหภูมิสูง เพื่อเร่งการเกิดก๊าซ และใช้ประโยชน์จากกากที่หมักแล้วมาเป็นปุ๋ย	▪ ยังไม่มีการศึกษาด้าน dry process เท่าที่ควร โดยเฉพาะการหมักที่อุณหภูมิสูง ยังไม่แน่ชัดว่ามีความเหมาะสมกับการนำมาใช้ในประเทศหรือไม่ ▪ ส่วนใหญ่เป็น wet process เนื่องจากควบคุมง่าย ขยะมีความชื้นสูง แต่มีปัญหาเรื่องการปนเปื้อนสูง
3.Energy Recovery	▪ มีเทคโนโลยีในการทำก๊าซให้บริสุทธิ์ ทำให้สามารถนำก๊าซไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลายและมีประสิทธิภาพมากขึ้น	▪ การศึกษาเทคนิคการแยกก๊าซยังมีไม่มากนัก ส่วนใหญ่ใช้เทคโนโลยีจากต่างประเทศทำให้ราคาแพง

ตารางที่ 4.6-9 ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/การผลิต Landfill waste to energy

เทคโนโลยีที่ 3 : Landfill waste to energy		
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1. Leachate recirculation	▪ ใช้ในหลุมฝังกลบขนาดเล็ก ที่เน้นการผลิตพลังงาน	▪ ส่วนใหญ่เป็นหลุมฝังกลบขนาดใหญ่และไม่ได้ออกแบบไว้ตั้งแต่ต้น เนื่องจากไม่ได้คำนึงถึงการผลิตพลังงาน ▪ ยังไม่มีการศึกษาจริงจังในระดับนำไปใช้ได้ ▪ ขาดความรู้ด้านวิชาการ
2. Gas extraction and collection	▪ มีเทคโนโลยีทั้งการออกแบบ และก่อสร้าง การดักเก็บก๊าซทั้งแบบ vertical และ horizontal	▪ ระบบส่วนใหญ่ เป็นแบบ Vertical ▪ ยังไม่มีการศึกษารูปแบบความเหมาะสมการวางท่อก๊าซและการเก็บก๊าซ สำหรับหลุมฝังกลบขยะที่มีความชื้นสูงอย่างจริงจังทำให้ ประสิทธิภาพการเก็บรวบรวมก๊าซทำได้ไม่เต็มที่
3. Gas projection	▪ มีการศึกษาแบบจำลองการทำนายและการเก็บข้อมูลเพื่อทำนาย	▪ ใช้แบบจำลองจากต่างประเทศ การศึกษาการปรับ แบบจำลองหรือพัฒนาแบบจำลองมีน้อย

4.7 ผลการประเมินเทคโนโลยีพลังน้ำขนาดเล็ก

4.7.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology Overview)

เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานน้ำมีดังต่อไปนี้

(1) กังหันน้ำชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(2) กังหันน้ำชนิด Cross-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(3) กังหันน้ำชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(4) กังหันน้ำชนิด Francis ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(5) กังหันน้ำชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(6) กังหันน้ำชนิด Pelton ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(7) กังหันน้ำชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior

(8) กังหันน้ำชนิด Cross-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior

(9) กังหันน้ำชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior

(10) กังหันน้ำชนิด Francis ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior

(11) กังหันน้ำชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior

(12) กังหันน้ำชนิด Pelton ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior

(13) กังหันน้ำชนิด Axial-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

(14) กังหันน้ำชนิด Axial-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river

สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้ของเทคโนโลยีต่างๆ ที่ใช้อยู่ในเชิงพาณิชย์ในปัจจุบัน สรุปได้ดัง รูปที่ 4.7-1 และตารางที่ 4.7 -1

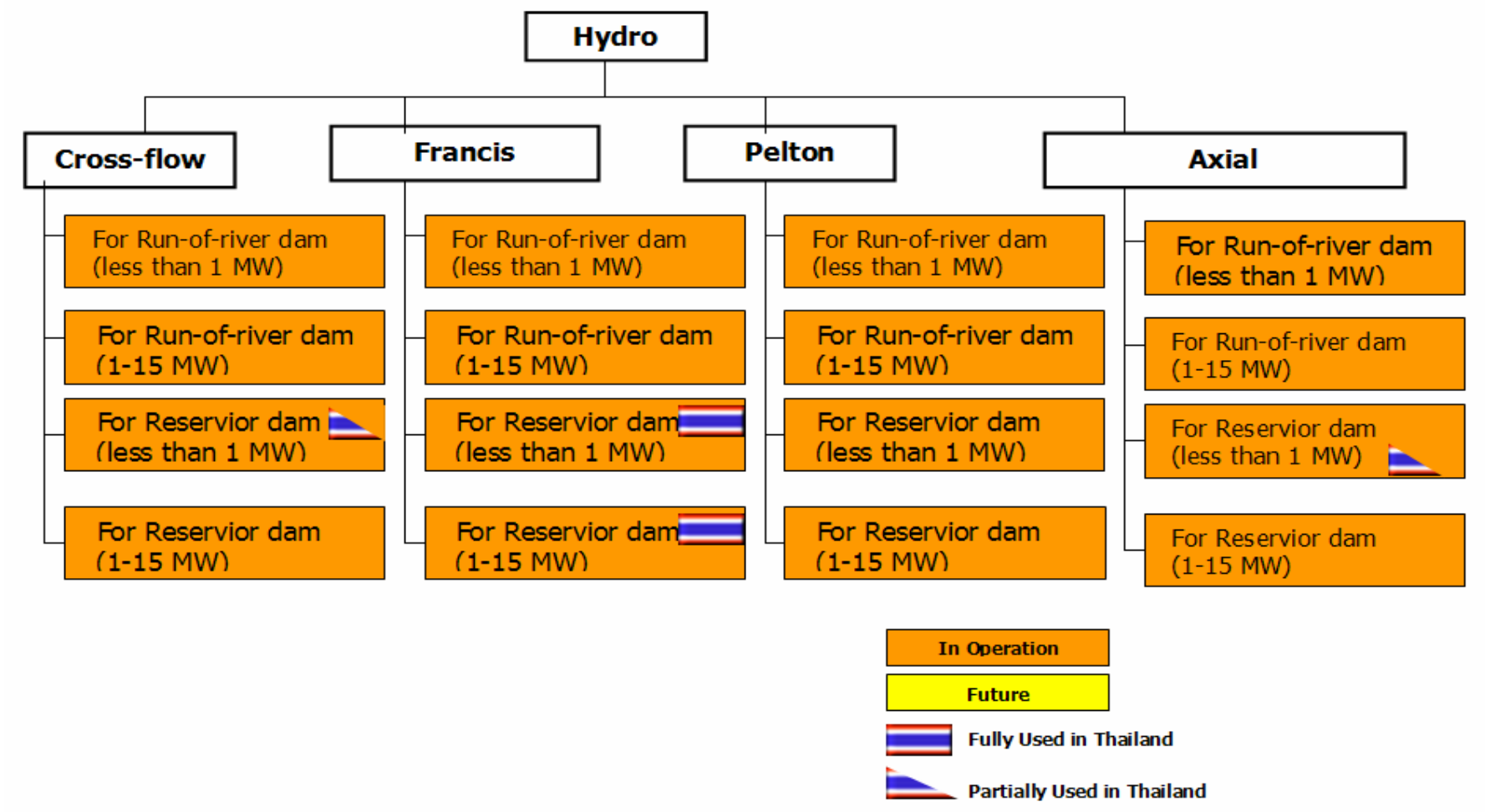
4.7.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีแต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังตารางที่ 4.7-2

ตารางที่ 4.7-1 สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้ของเทคโนโลยีพลังน้ำ

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
เทคโนโลยีกังหันน้ำ	ทวีปยุโรปมีการติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กเพิ่มขึ้นถึง 30% ในช่วงปี ค.ศ. 1980 ถึง 2000 ส่วนที่เหลืออื่นๆ ของโลกมีการติดตั้งประมาณ 2 เท่าของทวีปยุโรปในระยะเวลาเดียวกัน ในยุโรปกังหันน้ำขนาดเล็กจำนวนมากกว่า 1,700 แห่งสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็น 1.7% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด หรือเท่ากับ 9.7% ของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานน้ำ ส่วนในประเทศแคนาดาการติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กมีสัดส่วนเท่ากับ 2.5% ประเทศสหรัฐ 4% และประเทศจีน 5% ตามลำดับ โดยสรุป ในปี ค.ศ. 2000 มีการติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กทั่วโลก 32 GW_e โดยแบ่งเป็นติดตั้งในยุโรป 39% ในประเทศจีน 30% อเมริกาเหนือ 17% ลาตินอเมริกา 9% และอื่นๆ 5% ตามลำดับ ตามรายงานของ Renewable Global Status Report ในปี ค.ศ. 2006 พบว่าการติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กทั่วโลกอยู่ที่ 66 GW_e ส่วนใหญ่ติดตั้งอยู่ในยุโรป 12 GW_e และประเทศจีน 38.5 GW_e (Small Hydro ตามนิยามของ IEA มีขนาดเล็กกว่า 10 MW_e ขณะที่ประเทศไทยให้นิยามว่ามีขนาดเล็กกว่า 5 MW_e)	ประเทศไทยได้มีการตกลงร่วมกันเพื่อแบ่งความรับผิดชอบในการพัฒนาแหล่งพลังงานน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก และเล็กมากในระหว่าง 3 หน่วยงานหลักคือ กฟผ. กฟภ. และ พพ. โดยยึดหลักว่าโครงการใดที่มีความคุ้มทุนในเชิงเศรษฐกิจ ให้การไฟฟ้า หรือเอกชนเป็นผู้ดำเนินการ ส่วน พพ. จะดำเนินการเฉพาะโครงการที่มีความเหมาะสมทางด้านสังคม แต่ไม่มีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐกิจ และมีกำลังการผลิตไม่เกิน 6 MW_e โดยมีที่ตั้งของโครงการอยู่นอกเขตวนอุทยานแห่งชาติและเขตอนุรักษ์พันธุ์สัตว์ป่า ปัจจุบันทั้ง 3 หน่วยงานได้กำหนดแผนหลักในการพัฒนาโครงการน้ำขนาดเล็ก และเล็กมากประกอบด้วยโครงการของ กฟผ. 3 โครงการ มีกำลังผลิตรวม 28 MW กฟภ. 4 โครงการมีกำลังผลิตรวม 27 MW โครงการของ พพ. 98 โครงการมีกำลังผลิตรวม 350 MW_e พพ. ได้พัฒนาโครงการพลังงานน้ำในระดับหมู่บ้านรวม 75 โครงการมีกำลังผลิตรวมประมาณ 2,500 kW_e มีหลักเกณฑ์การดำเนินงานโดย พพ. เป็นผู้ก่อสร้างและเปิดโอกาสให้ชุมชนในพื้นที่มีส่วนเป็นเจ้าของในรูปแบบสหกรณ์ โดย พพ. เป็นผู้ออกแบบก่อสร้าง พร้อมจัดหาเงินลงทุน วัสดุ และเทคโนโลยีหลัก ส่วนชุมชนเป็นผู้ลงทุนด้านแรงงาน และวัสดุก่อสร้างประเภท ที่มีในท้องถิ่น เช่น หิน ทราย คาดว่าหากมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำจากเขื่อนที่มีอยู่แล้วประมาณ 50 แห่งและของฝายชลประทานอีก 400 แห่งน่าจะให้กำลังการผลิตได้เกิน 190 MW พร้อมกันนี้ถ้ามีการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำที่มีอยู่แล้วโดยการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เครื่องกลไฟฟ้าให้ดีขึ้นภายในแผน 10 ปี คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้เพิ่มอีกประมาณ 86 MW_e (ที่มา บทความเรื่องการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำสำหรับประเทศไทย โดย ศ.ดร.ปรีดา วิบูลสวัสดิ์ ราชบัณฑิต สำนักวิทยาศาสตร์ จากรายงานการประชุมวิชาการเรื่อง การใช้ประโยชน์จากทรัพยากรน้ำในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยราชบัณฑิตยสถานร่วมกับ สกว. ณ.โรงแรมสยามซิตี้ 7 สิงหาคม 2549)

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้	
	ทางสากล	ในประเทศ
		ปัจจุบันประเทศไทยมีความรู้ความสามารถในการสำรวจแหล่งน้ำอุทกศาสตร์ การออกแบบงานโครงสร้างโยธา และก่อสร้างตัวเขื่อนทั้งขนาดเล็ก และขนาดใหญ่ ในระดับเกินกว่า 100 MW_e ได้ทั้งหมด แต่มีศักยภาพในการออกแบบ สร้างและผลิตตัวกังหันน้ำ และระบบเครื่องกลไฟฟ้าต่ำ พพ. สามารถสร้างกังหันน้ำแบบ Radial flow ที่มีขนาดเล็กว่า 6 MW_e ได้โดยว่าจ้างผู้ประกอบการเอกชนในประเทศได้บางราย แต่ยังไม่สามารถออกแบบและผลิตกังหันน้ำแบบ Axial flow ล่าสุดการไฟฟ้าฝ่ายผลิตร่วมกับบัณฑิตวิทยาลัยร่วมฯ ได้ออกแบบพัฒนา และสร้างกังหันน้ำขนาดเล็กเพื่อติดตั้งท้ายเขื่อนโดยทำงานที่แรงดันระดับน้ำต่ำเพียง 2.5-3 เมตรได้ โดยมีกำลังผลิตที่ประมาณ 28 kW_e และมีประสิทธิภาพ 75% โดยอุปกรณ์หลักเกือบทั้งหมดได้แก่ใบพัด ชุดกำเนิดไฟฟ้าซึ่งดัดแปลงจากมอเตอร์ชำรุด และระบบเชิงกลเกือบทั้งหมดพัฒนาขึ้นในประเทศโดยทีมงานวิจัยและกรมอู่ทหารเรือ



รูปที่ 4.7-1 สถานะภาพการพัฒนาและใช้งานเทคโนโลยี

ตารางที่ 4.7-2 จุดเด่นและจุดด้อยของเทคโนโลยีกังหันน้ำขนาดเล็ก

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันน้ำแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river	■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ มีขนาดเล็ก ■ ง่ายต่อการผลิต ■ ง่ายต่อการติดตั้งใช้งาน ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ต้องการเฮดน้ำสูง ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ประสิทธิภาพต่ำ ■ เสียงดัง ■ ผลกระทบต่อการท่องเที่ยวและสิ่งแวดล้อม
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river	■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ ง่ายต่อการผลิต ■ ง่ายต่อการติดตั้งใช้งาน	■ ต้องการเฮดน้ำสูง ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ประสิทธิภาพต่ำ ■ เสียงดัง ■ ผลกระทบต่อการท่องเที่ยวและสิ่งแวดล้อม
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบ Cross-flow ■ ต้องการเฮดน้ำปานกลาง	■ มีอุปกรณ์มากชิ้น ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุด Runner ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ยากต่อการบำรุงรักษา
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบ Cross-flow ■ ต้องการเฮดน้ำปานกลาง	■ มีอุปกรณ์มากชิ้น ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุด Runner ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ยากต่อการบำรุงรักษา
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำน้อย ■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ต้องการเฮดน้ำสูงมากเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุดหัวฉีด

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันน้ำแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of river	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำน้อย ■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ต้องการเฮดน้ำสูงมากเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุดหัวฉีด
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior	■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ มีขนาดเล็ก ■ ง่ายต่อการผลิต ■ ง่ายต่อการติดตั้งใช้งาน ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ต้องการเฮดน้ำสูง ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ประสิทธิภาพต่ำ ■ เสียงดัง ■ ผลกระทบต่อการท่องเที่ยวและสิ่งแวดล้อม
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด cross-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior	■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ มีขนาดเล็ก ■ ง่ายต่อการผลิต ■ ง่ายต่อการติดตั้งใช้งาน ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ต้องการเฮดน้ำสูง ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ประสิทธิภาพต่ำ ■ เสียงดัง ■ ผลกระทบต่อการท่องเที่ยวและสิ่งแวดล้อม
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบ cross-flow ■ ต้องการเฮดน้ำปานกลาง	■ มีอุปกรณ์มากชิ้น ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุด runner ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ยากต่อการบำรุงรักษา
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าแบบ cross-flow ■ ต้องการเฮดน้ำปานกลาง	■ มีอุปกรณ์มากชิ้น ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุด runner ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ยากต่อการบำรุงรักษา
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อน	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis	■ ต้องการเฮดน้ำสูงมากเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis

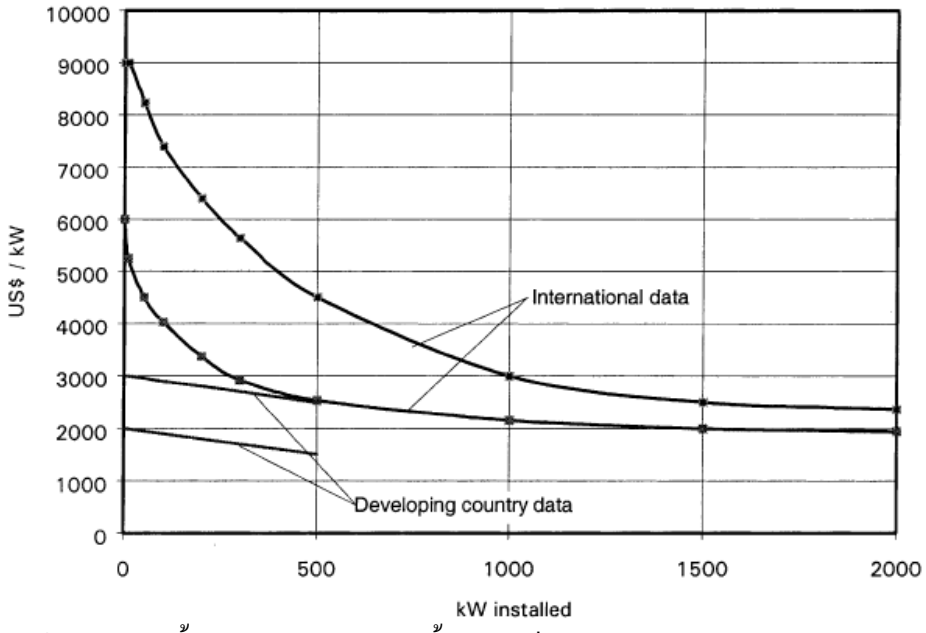
การเปรียบเทียบเทคโนโลยีกังหันน้ำแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
ประเภท Reservior	■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำน้อย ■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุดหัวฉีด
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior	■ ประสิทธิภาพสูงกว่าเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำน้อย ■ มีอุปกรณ์น้อยชิ้น ■ ง่ายต่อการบำรุงรักษา	■ ต้องการเฮดน้ำสูงมากเมื่อเทียบกับแบบ Cross-flow และ Francis ■ ผลิตยากโดยเฉพาะชุดหัวฉีด
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด axial ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e สำหรับอัตราการไหลสูง	■ มีขนาดเล็ก ติดตั้งง่ายและกระทัดรัด ■ ออกแบบง่าย ■ ต้องการแรงดันน้ำต่ำ	■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ความเร็วรอบต่ำทำให้ต้องมีการทดรอบสูงเพื่อให้ได้อัตราความถี่ของไฟฟ้าตามที่ต้องการ
เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Axial ขนาดมากกว่า 1 MW_e สำหรับอัตราการไหลสูง	■ ต้องการเฮดน้ำต่ำ	■ ประสิทธิภาพต่ำเมื่อมีอัตราการไหลของน้ำต่ำกว่าค่า Rated ที่ออกแบบไว้ค่อนข้างมากเมื่อเทียบกับกังหันแบบอื่นๆ ■ มีอุปกรณ์มากชิ้น ■ ต้องการอัตราการไหลของน้ำมาก ■ ยากต่อการบำรุงรักษา

4.7.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

4.7.3.1 ประสบการณ์ในต่างประเทศ

ต้นทุนของกังหันน้ำขนาดเล็กมีความผันแปรเป็นอย่างมากกับลักษณะที่ตั้งและโครงสร้างทางธรรมชาติของแหล่งน้ำ ต้นทุนที่สูงที่สุดของการจัดสร้างกังหันน้ำขนาดเล็กประกอบไปด้วย 3 ส่วนคือ งานวิศวกรรมโยธา อุปกรณ์ด้านไฟฟ้าและควบคุม และกังหันน้ำ กรณีเขื่อนที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเท่ากัน เขื่อนที่ต้องการ Head สูงจะมีงานวิศวกรรมโยธาสูงกว่า ในทางกลับกันค่ากังหันน้ำจะราคาต่ำกว่าเขื่อนที่มี Head ต่ำ

- เขื่อนที่มี Head สูง ค่าต้นทุนวิศวกรรมโยธาจะอยู่ที่ประมาณ 60% ค่ากังกันหันน้ำ 15% ค่าระบบไฟฟ้า 25%
- เขื่อนที่มี Head ต่ำ ค่าต้นทุนวิศวกรรมโยธาจะอยู่ที่ประมาณ 50% ค่ากังกันน้ำ 25% ค่าระบบไฟฟ้า 25%



รูปที่ 4.7-2 ต้นทุนค่าติดตั้งของโครงการกังหันน้ำขนาดเล็กต่อ kW เปรียบเทียบระหว่างประเทศกำลังพัฒนาและประเทศพัฒนาแล้ว

4.7.3.2 ต้นทุนต่อหน่วยของไฟฟ้าที่ผลิตได้

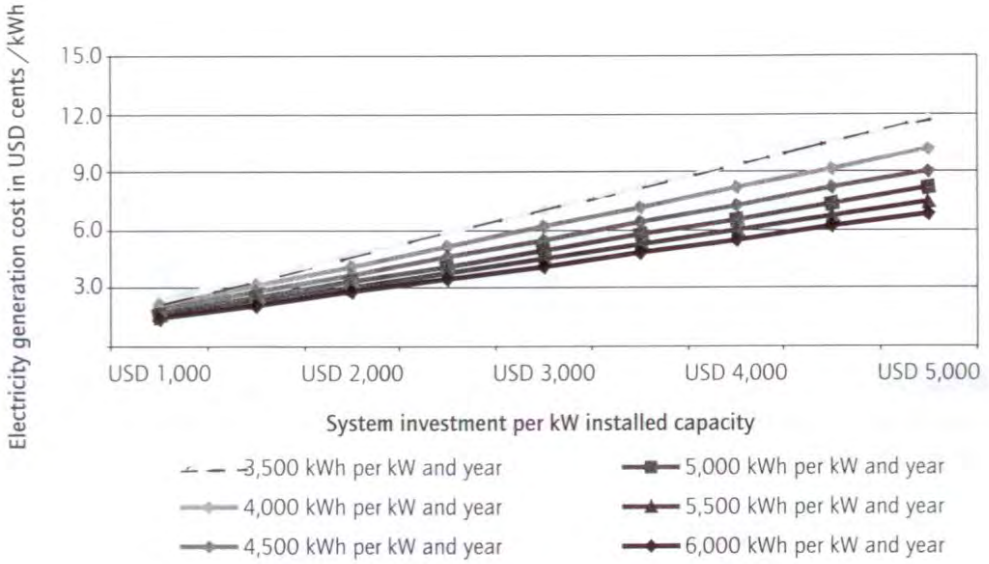
เนื่องจากค่าลงทุนของสถานีผลิตไฟฟ้ากังหันน้ำขนาดเล็กขึ้นกับสถานที่ตั้ง และภูมิประเทศซึ่งมีผลต่อต้นทุนของการลงทุนครั้งแรกอย่างมาก ดังนั้นค่าไฟฟ้าจึงขึ้นกับต้นทุนในการก่อสร้างครั้งแรกเป็นอย่างมาก นอกจากนั้นต้นทุนของค่าไฟฟ้าจะขึ้นกับจำนวนชั่วโมงของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปีซึ่งขึ้นกับปริมาณน้ำที่กักเก็บและไหลผ่าน Turbine ในแต่ละปี ดังนั้นต้นทุนไฟฟ้าจึงมี

แนวโน้มว่าจะถูกสำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่มี Head ต่ำ และมีต้นทุนค่อนข้างสูงสำหรับโรงไฟฟ้าที่มี Head สูง จึงนิยมที่จะทำการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งน้ำแบบ Reservior ซึ่งสามารถกักเก็บน้ำได้มาก (แต่มีต้นทุนด้านวิศกรรมโยธาแพง) และทำการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง ซึ่งจะสามารถจำหน่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่า

จากประสบการณ์ในต่างประเทศ ในกรณีที่แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าจากกังหันน้ำขนาดเล็กที่มีความเหมาะสมซึ่งทำให้มีต้นทุนต่ำ เช่น ค่าก่อสร้างถูก มีแรงดันน้ำสูง และมีปริมาณน้ำเพียงพอในการผลิตไฟฟ้า อาจมีต้นทุนต่ำเพียง 3 US cent (1.2 บาท) ต่อ kWh

กังหันน้ำขนาดเล็กมีข้อได้เปรียบที่มีอายุการใช้งานยาวนาน และค่าบำรุงรักษาต่ำ หลังจากที่การลงทุนครั้งแรกคืนทุนแล้วปกติจะใช้เวลาประมาณ 25-30 ปี ต้นทุนหลังจากนั้นจะมีค่าต่ำมาก ซึ่งโดยปกติโครงการอาจจะมีอายุยาวถึง 50 ปีโดยที่ต้องจ่ายค่าบำรุงรักษาและค่าดำเนินการเพียงเล็กน้อย

จากรายงานของ IEA ต้นทุนค่าผลิตไฟฟ้าจากกังหันน้ำขนาดเล็ก จะขึ้นกับค่าลงทุนครั้งแรก (ต่อ kW_e ติดตั้ง) และปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตต่อปีดังรูปข้างล่าง โดยมีข้อสมมติว่าค่าบำรุงรักษาและดำเนินการมีค่าประมาณ 2% ของค่าลงทุน ระยะเวลาคืนทุน (Amortisation cost) เป็น 15 ปี และอัตราดอกเบี้ย 6%



รูปที่ 4.7-3 การผันแปรของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

คณะผู้วิจัยได้ศึกษาต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันน้ำขนาดเล็กของประเทศไทย โดยมีผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์กิจเพื่อวิเคราะห์ราคาของพลังงานต่อหน่วย ดังนี้

4.7.3.3 การวิเคราะห์พลังงานต่อหน่วย

ในการประเมินราคาของโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กนั้นเราได้เปรียบเทียบข้อมูลของโครงการที่มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์โดยอ้างอิงข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน แล้วนำข้อมูลที่ได้มาเพื่อประมาณราคาการก่อสร้างโครงการ และกำหนดสมมติฐานของสัดส่วนค่าใช้จ่ายโดยเฉลี่ยของการก่อสร้าง ดังที่แสดงไว้ในตารางข้างล่าง

การคำนวณหาราคาของพลังงานนั้น สามารถจำแนกส่วนประกอบหลักๆของเงินค่าลงทุน ดังนี้

1) เงินลงทุนเบื้องต้น (Capital Cost)
2) ค่าใช้จ่ายต่อปีซึ่งประกอบด้วยค่าประกอบการและการบำรุงรักษา
3) พลังงานสุทธิที่ผลิตได้ต่อปี

ในการวิเคราะห์นี้สมมติว่าระบบเขื่อนที่ติดตั้งเป็นแบบ Run of river ใช้กังหันแบบ Crossflow อัตราการไหลของน้ำ 600 ลิตรต่อวินาที มีแรงดันน้ำสูงสุด 62.4 เมตร ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า 250 kW_e ซึ่งมีราคาก่อสร้างของโครงการทั้งหมดเป็นไปตามตารางที่ 4.7-3

ผลการคำนวณของราคาพลังงานซึ่งหาได้จากสัดส่วนปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ใน 1 ปีกับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นได้ผลลัพธ์ดังนี้

ราคาของพลังงานต่อหน่วย		
เงินลงทุน, CC	14.03	ล้านบาท
ค่าใช้จ่ายต่อปี		
Operating Cost **, OC**	0.36	ล้านบาท
ดอกเบี้ย (7%, 20ปี), **FCR**	0.12	
พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี , P	930	MWh
ราคาพลังงาน, COE (COE=(CC*FCR + OC)/P)	**2.2**	**บาท /kWh**

จากการประเมินโดยเบื้องต้น พบว่าราคาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันน้ำกรณีไม่มีความเสี่ยงและไม่คิดมูลค่าปัจจุบันของเงินนั้นมีค่าประมาณ 2.2 บาท ซึ่งเป็นราคาที่ต่ำกว่าราคาขายส่งของ กฟผ.ให้กับ กฟภ.และ กฟน. ในปี 2549 ที่ราคาเฉลี่ย 2.41 บาทต่อหน่วย (รวมค่า Ft แล้วแต่ถ้าไม่รวม Ft จะมีราคาเฉลี่ย 1.68 บาทต่อหน่วย) เพียงเล็กน้อย ยิ่งไปกว่านี้กระทรวงพลังงาน

ตารางที่ 4.7-3 สมมติฐานค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำ	รายละเอียดราคางานก่อสร้างโครงการ (ล้านบาท)														รวมราคางานก่อสร้างทั้งสิ้น (ล้านบาท)
	งานเตรียมงาน		งานโยธา						งานระบบไฟฟ้า-เครื่องกล			ค่าดำเนินการอื่นๆ			
	ค่าดำเนินงานเตรียมงาน	งานแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ตัวฝายและอาคารรับน้ำ	ท่อผันน้ำหรือคลองผันน้ำ	อาคารลดแรงดัน	ท่อส่งน้ำหรือคลองส่งน้ำ	โรงไฟฟ้า	ถนนเข้าโครงการ	อุปกรณ์ชลศาสตร์	อุปกรณ์ไฟฟ้าเครื่องกล	ระบบสายส่งไฟฟ้า	ค่าที่ปรึกษา	ค่าดำเนินการ	อื่น ๆ	
สัดส่วนร้อยละ	1.04	1.78	13.44	7.65	2.09	5.39	2.13	4.69	2.91	35.65	7.22	4.27	5.90	5.85	
คิดราคาเทียบกับราคาอุปกรณ์ไฟฟ้าเครื่องกล	0.15	0.25	1.89	1.07	0.29	0.76	0.30	0.66	0.41	5	1.01	0.60	0.83	0.82	14.03

ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเล็กมาก (VSPP) โดยจะได้ส่วนเพิ่มจากราคารับซื้อไฟฟ้าปกติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่ต่ำกว่า 50 kW_e เพิ่มขึ้น 80 สตางค์ต่อหน่วย และสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาด 50-200 kW_e เพิ่มขึ้นอีก 40 สตางค์ต่อหน่วย ดังนั้นต้นทุนของค่าไฟฟ้าจากกังหันน้ำขนาดเล็กน่าจะมีความคุ้มค่าและเป็นไปได้ วิเคราะห์ต้นทุนข้างต้นเป็นเพียงแนวทางคร่าวๆในการคำนวณราคาที่สะท้อนต้นทุนการผลิต ดังนั้นหากต้องการศึกษาราคาที่แท้จริง จำเป็นต้องนำปัจจัยทางด้านมหภาค เช่น อัตราดอกเบี้ย เงินเฟ้อ อื่นๆ ที่ส่งผลความเสี่ยงของโครงการเข้ามาพิจารณาประกอบ ดังการวิเคราะห์ต่อไปนี้

4.7.3.4 ปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อต้นทุนของค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละพื้นที่

(1) ต้นทุนของโครงการที่แตกต่างกัน

ต้นทุนของโครงการทั้งหมดประกอบด้วยเงินลงทุนค่ากังหันน้ำ ซึ่งจำเป็นต้องคำนวณถึงค่าใช้จ่ายอื่นๆในการเริ่มโครงการ เช่น ค่าดำเนินการติดตั้ง ค่าขนส่ง ซึ่งแตกต่างกันไปตามประเภทของกังหันน้ำ นอกจากนี้ หากกังหันน้ำติดตั้ง ณ แหล่งชุมชนหรือพื้นที่เอกชน ก็จำเป็นต้องนำค่าใช้จ่ายในการลงทุนทางพื้นที่มาคำนวณด้วย นอกจากนี้ต้นทุนยังประกอบด้วยค่าใช้จ่ายต่อปี เช่น ค่าดำเนินงานและดูแลรักษากังหัน เป็นต้น

(2) ผลตอบแทนทางการเงินของผู้ลงทุนในโครงการ

ผลประโยชน์ของโครงการ คือ ค่าความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบ จากการประเมินเบื้องต้น พบว่ากังหันน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 930 MWh ต่อปี

ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินในการลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อนขนาดเล็กคณะผู้วิจัยได้กำหนดข้อสมมติต่างๆไว้ดังนี้

fdafsd

- การใช้งานของระบบ 20 ปี
- ต้นทุนอุปกรณ์ที่นำมาใช้คำนวณเป็นราคาที่รวมอัตราภาษีแล้ว และเป็นราคาที่ผู้จำหน่ายกำหนดไว้โดยไม่คิดส่วนลด
- อุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อาทิ กังหันน้ำ กำหนดให้สามารถใช้งานได้ตลอดอายุโครงการ
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของผู้ลงทุนคงที่[1] 7%
- อัตราคิดลด (Discount rate) ของโครงการลงทุนโดยรวม ที่ใช้ในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันของโครงการ ใช้อัตราที่ร้อยละ 8 และ 10 เปอร์เซนต์

[1] อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ย MLR-0.25 ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารกำหนดกับโครงการทางการเงิน อัตราดอกเบี้ย MLR ณ.วันที่ 18 เม.ย. 2549 คือ 7.00-7.25 บาท ซึ่งต่างจากอัตราคิดลดของสังคม

- ราคารับซื้อไฟฟ้าหน่วยละ 2.1 บาท[2] และปรับขึ้นปีละ 2%
- ไม่คิดค่าเสื่อมของกังหันน้ำ แต่กำหนดให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง 10% หลังปีที่ 10 และค่าดูแลรักษาเพิ่มขึ้น 10%
- ไม่คิดมูลค่าซาก
- ให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ จำหน่ายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทั้งหมด

ในการวิเคราะห์ด้านการเงินของโครงการ เมื่อใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 8 และ 10 ต่อปี สามารถคำนวณค่าปัจจุบันสุทธิได้ 4.69 ล้านบาท และ 2.18 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนทางการเงินภายในของโครงการเท่ากับ 4% และ 2% B/C ratio เท่ากับ 1.13 และ 1.27 ตามลำดับ

จากการวิเคราะห์ทั้ง 2 อัตราคิดลด แสดงให้เห็นว่าโครงการพลังงานน้ำให้ผลประโยชน์ที่คุ้มค่าต่อการลงทุนหากพิจารณาโดยหลักการของมูลค่าปัจจุบัน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน เพราะเมื่อพิจารณามูลค่าปัจจุบันสุทธิแล้วมีค่าเป็นบวก หมายความว่าเมื่อลงทุนติดตั้งระบบแล้วให้ผลประโยชน์มากกว่าการลงทุนทั้งหมดเมื่อคิดให้อยู่ในรูปมูลค่าปัจจุบันตลอดอายุ นอกจากนี้แล้ว จากการวิเคราะห์โดยใช้อัตราส่วน B/C ซึ่งแสดงถึงอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการ อัตราส่วน B/C ทั้งหมดสนับสนุนผลการศึกษาโดยมูลค่าปัจจุบันข้างต้น เนื่องจากอัตราส่วน B/C มากกว่า 1 แสดงว่าการลงทุนให้ผลคุ้มค่าเช่นกัน

อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโดยใช้อัตราผลตอบแทนภายในในมุมมองของนักลงทุน อัตราผลตอบแทนภายในของทางการเงินมีค่าน้อยกว่าอัตราคิดลด (Discount rate)ที่ใช้ แสดงให้เห็นว่าการลงทุนโครงการกังหันน้ำผลิตไฟฟ้าให้ผลไม่น่าที่จะจูงใจพอให้ผู้ประกอบการทำการลงทุนเมื่อเปรียบเทียบกับค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน ดังนั้นรัฐอาจจำเป็นต้องเข้าแทรกแซงโดยให้สิทธิพิเศษต่างๆ ชดเชยแก่ผู้ลงทุน หากต้องการให้มีการพัฒนาโครงการเกิดขึ้น (ดูผลการคำนวณในตารางที่ 4.7-4 สรุปการวิเคราะห์การเงินและเศรษฐศาสตร์ของกังหันน้ำ)

อย่างไรก็ตาม ดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น ในการตัดสินใจลงทุนโครงการที่ส่งผลกระทบต่อหลายมิติของสังคม มิใช่พิจารณาเพียงมิติผลประโยชน์ของนักลงทุนเท่านั้น จำเป็นต้องพิจารณาปัจจัยอื่นๆ ประกอบนอกเหนือไปจากผลประโยชน์ที่จูงใจนักลงทุน เช่น มิติทางเศรษฐศาสตร์และสังคม เป็นต้น

[2] มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม,ร่างรายงานการศึกษาขั้นสุดท้าย โครงการศึกษาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ,ธันวาคม 2546

ตารางที่ 4.7-4 สรุปการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของกังหันน้ำ

สรุปการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจของกังหันน้ำ			
อัตราคิดลด		การวิเคราะห์ทางการเงิน	การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์
8%	NPV (ล้านบาท)	4.69	30.22
	FIRR	4%	N/A
	EIRR	N/A	25%
	B/C	1.13	2.95
10%	NPV (ล้านบาท)	2.18	24.59
	FIRR	2%	N/A
	EIRR	N/A	22%
	B/C	1.27	2.64

(3) การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์โดยรวมจากมุมมองของรัฐ

เนื่องจากการลงทุนโครงการกังหันน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าจัดว่าเป็นการลงทุนที่มีผลทางสังคมและเศรษฐกิจนอกเหนือไปจากผลประโยชน์ส่วนตัวของผู้ลงทุน ดังนั้นจึงควรมีการประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์เพื่อเป็นข้อมูลแก่ภาครัฐในการตัดสินใจลงทุนหรือกำหนดนโยบายและมาตรการต่างๆ ประกอบผลการวิเคราะห์ทางการเงิน เพื่อให้สามารถอธิบายครอบคลุมถึงผลกระทบโดยรวมและทำให้การตัดสินใจทางด้านนโยบายของรัฐมีประสิทธิภาพมากขึ้น

(4) ต้นทุนของโครงการ

ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ประกอบด้วยค่ากังหันน้ำ ค่าติดตั้ง ค่าใช้จ่ายในการขนส่ง รวมค่าแรงงานและวัสดุที่ใช้ในการติดตั้ง ซึ่งรวมเป็นราคาของระบบ

1. เงินลงทุนในกังหันน้ำ ซึ่งจัดเป็นสินทรัพย์คงที่ ปรับด้วยค่าสัมประสิทธิ์สินค้าประเภททุน (Capital Goods Conversion Factor) 0.84
2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา ประกอบด้วย
   - Operation and Maintenance ปรับด้วยสัมประสิทธิ์มาตรฐาน (Standard Conversion Factor) 0.92
   - Land and Property ปรับด้วย ค่าสัมประสิทธิ์สินค้าประเภททุน (Capital Goods Conversion Factor) 0.84
   - อื่นๆ ปรับด้วยสัมประสิทธิ์มาตรฐาน (Standard Conversion Factor) 0.92

(5) ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์โดยรวมของสังคม

1. ผลตอบแทนทางตรง คิดจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิต
2. ผลตอบแทนทางอ้อม คิดจากผลกระทบทางอ้อมที่สามารถประเมินเป็นจำนวนเงินได้
   - การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การนำไฟฟ้าจากพลังงานน้ำมาทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลจะทำให้ลดผลกระทบภายนอกที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าทั่วไป ได้แก่ CO_2, SO_X, NO_X ที่ปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อมซึ่งสามารถประเมินเป็นตัวเงิน[3]ได้ดังนี้
   - ต้นทุนในการกำจัด CO_2 คิดจากค่าใช้จ่ายในการปลูกและดูแลรักษาป่าเพื่อให้ดูดก๊าช CO_2 กลับคืน คิดเป็นเงิน 0.36 บาทต่อหน่วย
   - ต้นทุนในการกำจัด SO_X คิดจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและติดตั้งระบบกำจัดกำมะถันของโรงไฟฟ้า คิดเป็นเงิน 0.50 บาทต่อหน่วย
   - ต้นทุนในการกำจัด NO_X คิดจากค่าใช้จ่ายในการแก้ไขระบบเผาไหม้เพื่อลดการผลิต NO_X ของโรงไฟฟ้าคิดเป็นเงิน 0.14 บาทต่อหน่วยรวมค่าลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นเงินเท่ากับ 1.00 บาทต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าหนึ่งหน่วย ซึ่งยังมิได้คิดผลกระทบอื่นๆ เช่น มลภาวะทางน้ำ ฝุ่นละออง อื่นๆ
   - ลดการใช้เชื้อเพลิงจากการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้น้ำมันดีเซล โดยค่าเชื้อเพลิงที่ประหยัดได้ต่อปีประมาณการที่ 1,600,000 บาท

สำหรับผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการ เมื่อใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 8 และ10 ต่อปี สามารถคำนวณค่าปัจจุบันสุทธิได้ 30.24 ล้านบาท และ 24.59 ล้านบาท ตามลำดับ อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 25% และ 22% ค่า B/C ratio เท่ากับ 2.95 และ 2.64

จากการวิเคราะห์ทั้ง 2 อัตราคิดลด พบว่า โครงการกังหันน้ำผลิตไฟฟ้ามีความเหมาะสมสำหรับการลงทุนเนื่องจากผลประโยชน์ปัจจุบันสุทธิของสังคมมีค่าเป็นบวก และอัตราผลตอบแทนภายในมีค่ามากกว่าอัตราผลตอบแทนของตลาด รวมทั้งอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่ามากกว่าหนึ่ง ดังนั้นในการวิเคราะห์การลงทุนกังหันน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าในเชิงเศรษฐศาสตร์จึงมีความคุ้มค่าในทุกหลักการวิเคราะห์เมื่อพิจารณาปัจจัยทางสังคมร่วมด้วย ซึ่งปัจจัยทางสังคมนี้พิจารณาผลประโยชน์ (หรือต้นทุน) ในมิติอื่นๆ นอกเหนือไปจากความสำเร็จทาง

[3] เอกประพันธ์ อักษรพันธ์, *การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน*, วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2543

การเงิน เช่น การผลิตไฟฟ้าที่สะอาดและไม่ก่อให้เกิดมลภาวะ ดังนั้นแนวทางหนึ่งที่เป็นไปได้คือ รัฐบาลควรกำหนดรูปแบบการให้การสนับสนุนของการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มีราคาที่เป็นราคารวมค่ากำจัดมลพิษทางด้านสิ่งแวดล้อมและต้นทุนทางสังคมอื่นๆ เพื่อให้สังคมได้ประโยชน์ส่วนนี้เพิ่มขึ้น

(6) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางการเงินของผู้ประกอบการจากการลงทุนในโครงการ (Sensitivity analysis)

(6.1) การเงินในแต่ละปีของการประกอบการ: รายรับ รายจ่ายต่อปีและระยะคุ้มทุน

ในข้างต้นได้แสดงให้เห็นถึงราคาพลังงานต่อหน่วยแบบคร่าว ๆ ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดในแง่การเงินในแต่ละปีของการใช้งานกังหันน้ำ เพื่อประมาณรายรับรายจ่าย กำไรในแต่ละปี รวมถึงคำนวณหาระยะเวลาคุ้มทุนของผู้ประกอบการ ข้อมูลเหล่านี้เป็นปัจจัยสำคัญต่อการตัดสินใจการลงทุน รวมไปถึงการตัดสินใจเกี่ยวกับงบประมาณที่ใช้ในการช่วยเหลือผู้ประกอบการของรัฐบาลทั้งในระยะสั้นและระยะยาว การประเมินใช้ข้อสมมติฐานเบื้องต้นดังต่อไปนี้

- ราคารับซื้อขึ้นปีละ 2%
- ประสิทธิภาพของกังหันลดลง 10 % หลังจาก 10 ปี
- Operating Cost เพิ่มขึ้น 10% หลังจาก 10 ปี
- เงินกู้ 50 % ของเงินลงทุนเริ่มต้น
- อัตราดอกเบี้ยคงที่ 7% ระยะเวลาใช้คืน 20 ปี

ผลที่ได้จากการวิเคราะห์มีดังนี้ (รายละเอียดดูในรายงานวิจัยในภาคผนวก) กังหันน้ำสามารถผลิตไฟฟ้าได้จำนวน 17,670 MWh ตลอดอายุการใช้งาน 20 ปี หากใช้ราคารับซื้อ 2.1 บาท ผู้ประกอบการจะคุ้มทุนระยะเวลา 6 ปี และมีกำไรเฉลี่ยต่อปี 1.13 ล้านบาท แต่หากรัฐบาลรับซื้อที่ราคาต่อหน่วย 2.2 บาท ซึ่งสะท้อนต้นทุนการผลิตโดยประมาณแล้ว ผู้ประกอบการจะคุ้มทุนที่ 6 ปีและมีกำไรเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 1.23 ล้านบาท

นอกจากนี้เพื่อศึกษาถึงผลกระทบของตัวแปรต่าง ๆ ต่อ ระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปีในช่วง 20 ปีแรก คณะผู้วิจัยได้ทำการศึกษาผลกระทบของตัวแปรต่อไปนี้

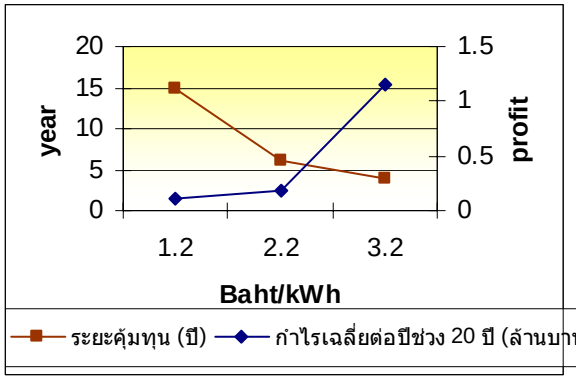
- ราคาซื้อ – ปรับราคาซื้อในช่วงประมาณ ± 1 บาทจากราคาเดิม
- อัตราส่วนเงินกู้ – เปลี่ยนอัตราส่วนเงินกู้ในช่วง 30-70%
- อัตราดอกเบี้ย – ศึกษาเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยในช่วง 5-9%

(6.2) ผลกระทบของราคารับซื้อ

พิจารณาเพิ่มราคารับซื้อในช่วงประมาณ 1 บาท พบว่าผลกำไรต่อปีของ

ผู้ประกอบการจะสูงขึ้นมากกว่า 2 เท่า นอกจากนี้ระยะเวลาคุ้มทุนนั้นจะมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างมาก โดยหากราคารับซื้อเพิ่มขึ้น 1 บาท ระยะเวลาคุ้มทุนจะลดลงพอควร ทั้งนี้ ณ.ระดับราคาต่ำกว่า 2.2 บาท การเพิ่มขึ้นของราคารับซื้อจะมีผลต่อจุดคุ้มทุน แต่เมื่อราคาเพิ่มสูงกว่า 2.2 บาท การเปลี่ยนแปลงราคารับซื้อจะมีผลต่อกำไรของผู้ประกอบการมากกว่า

ราคารับซื้อ บาท/หน่วย	ระยะคุ้มทุน (ปี)	กำไรเฉลี่ยต่อปีช่วง 20 ปี (ล้านบาท)
1.2	15	0.19
2.2	6	0.11
3.2	4	1.15

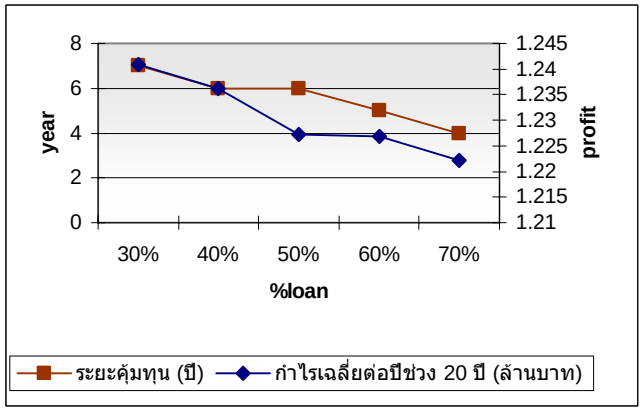


รูปที่ 4.7-4 ผลกระทบของราคารับซื้อไฟฟ้าต่อระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปี

(6.3) ผลกระทบของอัตราส่วนเงินกู้

อัตราส่วนเงินกู้นั้นแปรผกผันกับกำไร กล่าวคือ หากผู้ประกอบการกู้เงินมาลงทุนมาก ภาระดอกเบี้ยจะทำให้ได้กำไรเฉลี่ยต่อปีลดลง แต่จะสามารถคุ้มทุนโครงการได้เร็วขึ้น เหตุผลประการหนึ่งคือโครงการกังหันน้ำใช้เงินลงทุนเบื้องต้นโดยเปรียบเทียบไม่สูงมากนัก ภาระดอกเบี้ยจ่ายมีน้อยกว่าต้นทุนค่าเสียโอกาสของเงิน ทำให้ผู้ประกอบการที่กู้เงินสามารถกระจายต้นทุนของเงินลงทุนออกไปในระยะยาว สามารถคืนทุนได้เร็วขึ้น แต่หลังจากคืนทุนแล้วยังคงต้องจ่ายภาระดอกเบี้ยต่อไป ในขณะที่โครงการที่มีอัตราส่วนเงินกู้น้อย จะต้องใช้เวลานานกว่าในการคืนทุนที่ลงไป แต่ในภาพรวมจะมีกำไรเฉลี่ยมากขึ้น เนื่องจากไม่มีภาระจากดอกเบี้ยนั่นเอง การตัดสินใจเลือกจำนวนเงินลงทุนเบื้องต้นจึงขึ้นอยู่กับความสามารถและลักษณะของผู้ประกอบการแต่ละรายเป็นหลัก

% เงินกู้	ระยะคุ้มทุน (ปี(	กำไรเฉลี่ยต่อปีช่วง 20 ปี (ล้านบาท(
30%	7	1.2409
40%	6	1.2362
50%	6	1.2272
60%	5	1.2268
70%	4	1.2222



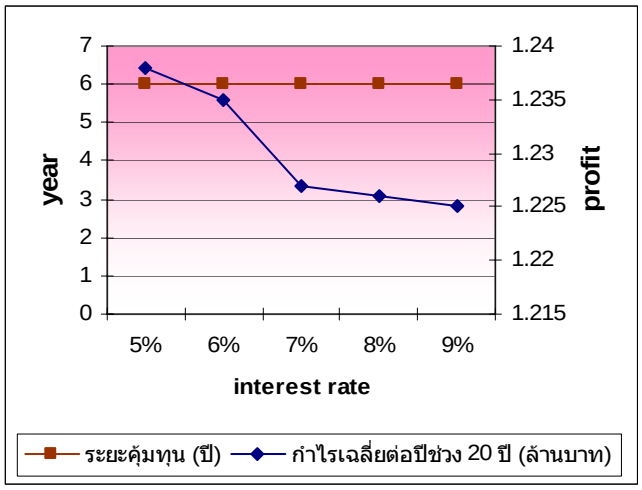
รูปที่ 4.7-5 ผลกระทบของอัตราส่วนเงินกู้ต่อระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปี

(6.4) ผลกระทบของอัตราดอกเบี้ย

พิจารณาอัตราดอกเบี้ยที่เปลี่ยนแปลงระหว่าง 5-9% ที่ 20 ปีเช่นเดิม จากการศึกษาพบว่า หากอัตราดอกเบี้ยเปลี่ยนแปลงภายในช่วงดังกล่าว ระยะคุ้มทุนของโครงการจะไม่เปลี่ยนแปลง แต่กำไรเฉลี่ยต่อปีจะลดลงเล็กน้อยเมื่อดอกเบี้ยเพิ่มสูงขึ้น การเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จึงมีผลน้อยมากต่อความสำเร็จของโครงการ จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการพบว่า โครงการกังหันน้ำผลิตไฟฟ้าจัดว่ามีความเสี่ยงอยู่บ้างแต่ไม่สูงนัก ซึ่งสามารถดำเนินโครงการภายใต้ความผันผวนของตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคได้ หากรัฐบาลต้องการดำเนินนโยบายเพื่อกระตุ้นให้ผู้ประกอบการเอกชนลงทุน นโยบายที่เหมาะสมที่สุดคือการเปลี่ยนแปลงราคารับซื้อ เนื่องจากการให้สิทธิพิเศษทางดอกเบี้ยเงินกู้ส่งผลไม่มากนักต่อระยะเวลาคืนทุนและกำไรของผู้ประกอบการ และการใช้มาตรการสนับสนุนเงินลงทุนเบื้องต้นนั้นไม่มีความจำเป็นเนื่องจากโครงการมีความเหมาะสมและคุ้มค่าในการลงทุนในแต่ละระดับเงินกู้อยู่ก่อนแล้ว

นอกจากนี้ยังมีมาตรการที่รัฐสามารถนำมาใช้เพื่อสนับสนุนการสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำได้แก่ การกำหนดราคารับซื้อ เนื่องจากราคารับซื้อที่แตกต่างกันจะส่งผลต่อรายรับและกำไรของผู้ลงทุนด้วย ดังนั้นจึงวิเคราะห์ราคารับซื้อร่วมกับอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ หรือ IRR เพื่อดูการเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทนเมื่อราคารับซื้อเปลี่ยนไป

อัตราดอกเบี้ย	ระยะคุ้มทุน (ปี)	กำไรเฉลี่ยต่อปีช่วง 20 ปี (ล้านบาท)
5%	6	1.238
6%	6	1.235
7%	6	1.227
8%	6	1.226
9%	6	1.225



รูปที่ 4.7-6 ผลกระทบของอัตราดอกเบี้ยต่อระยะคุ้มทุนและกำไรเฉลี่ยต่อปี

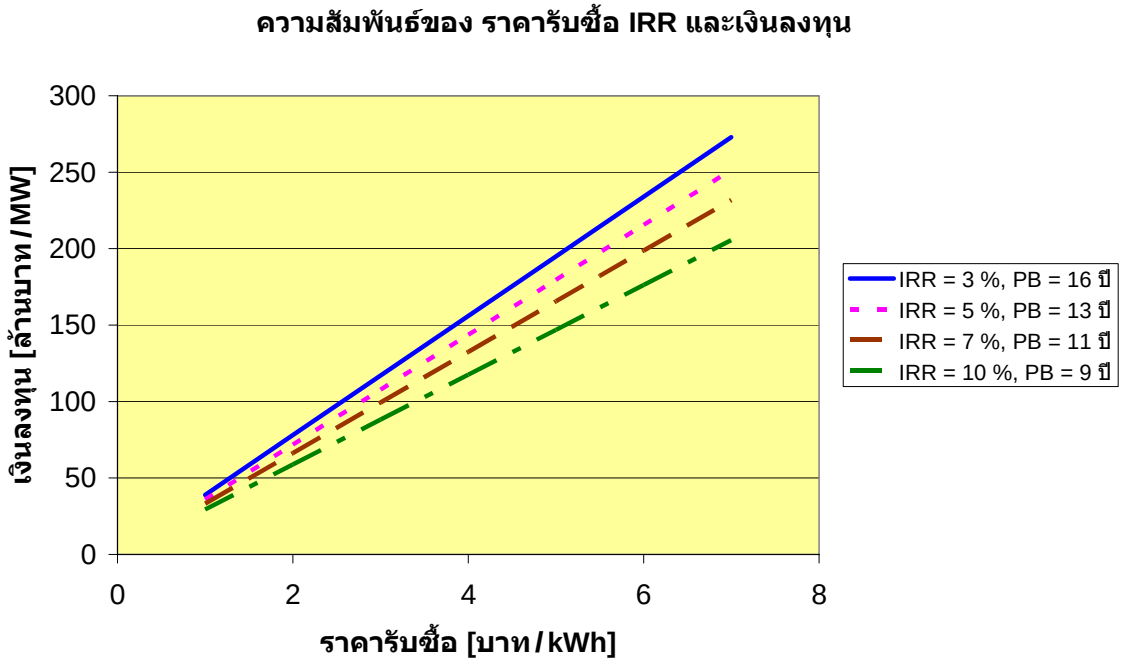
จากกราฟพบว่า ณ ระดับต้นทุนของโครงการที่แตกต่างกัน การกำหนดราคารับซื้อสูงขึ้นทำให้ IRR ของผู้ลงทุนเพิ่มขึ้น ดังเช่น การลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาด 1 MWe ซึ่งมีต้นทุนราว 70 ล้านบาท อัตราดอกเบี้ย 5% ผู้ลงทุนจะได้ IRR 7% เมื่อราคารับซื้อถูกกำหนดไว้ที่ประมาณ 2.10 บาท อย่างไรก็ตามหากรัฐรับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนผลิตขึ้นทั้งหมด การลงทุนนี้จะมีลักษณะเกือบที่จะปลอดความเสี่ยง ดังนั้น IRR 7% ดังเช่นโครงการทั่วไปจึงถึงว่าค่อนข้างสูง หาก

พิจารณา IRR ระดับต่ำลง เช่น 3% - 5% จะพบว่า ราคารับซื้อที่รัฐควรกำหนดคือประมาณ 1.80-2 บาท ซึ่งใกล้เคียงกับต้นทุนต่อหน่วยที่คำนวณได้ข้างต้น

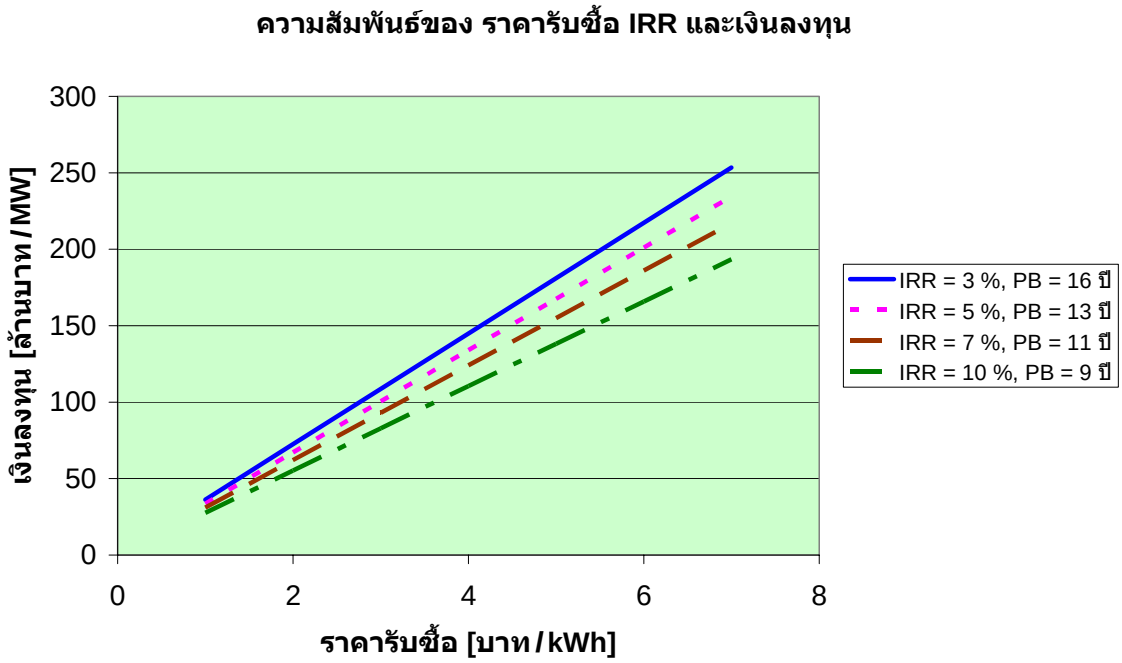
ความสัมพันธ์ระหว่างราคารับซื้อ ต้นทุนโครงการ สัดส่วนเงินกู้ อัตราดอกเบี้ย และผลตอบแทนจากการลงทุน

คณะวิจัยได้ทำการศึกษาผลกระทบของราคารับซื้อค่าไฟ (บาท/kWh) ต่อต้นทุนของโครงการ(ล้านบาทต่อเมกกะวัตต์) ที่มีความคุ้มทุนและรวมถึงผลกระทบของสัดส่วนเงินกู้และอัตราดอกเบี้ย ที่มีผลต่อผลตอบแทนของการลงทุน โดยศึกษาค่าตอบแทน (IRR) ที่ระดับสัดส่วนอัตราเงินกู้ที่ 40%, 50% และ 60% ของโครงการ โดยคิดดอกเบี้ยเงินกู้ของโครงการ 5%, 7% และ 9% ในทั้ง 3 กรณีของสัดส่วนเงินกู้ดังกล่าวข้างต้น ซึ่งได้ผลลัพธ์ดังรูปกราฟที่แสดงไว้ตามข้างล่างดังต่อไปนี้

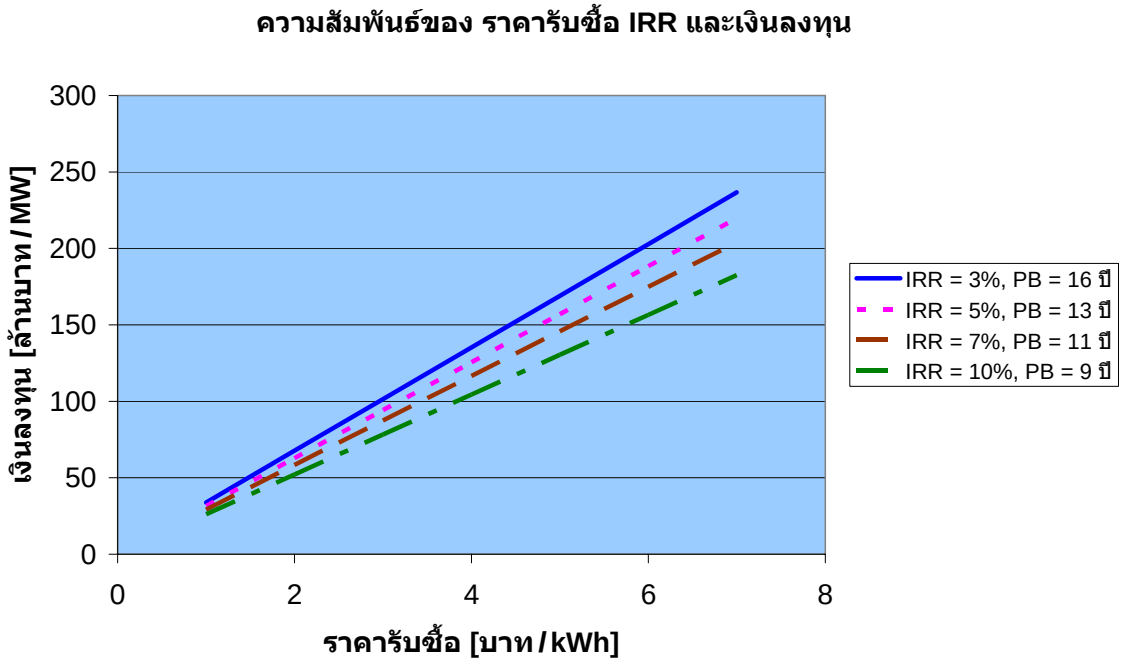
ก) สัดส่วนเงินกู้ 40%



รูปที่ 4.7-7 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 40% และอัตราดอกเบี้ย 5%

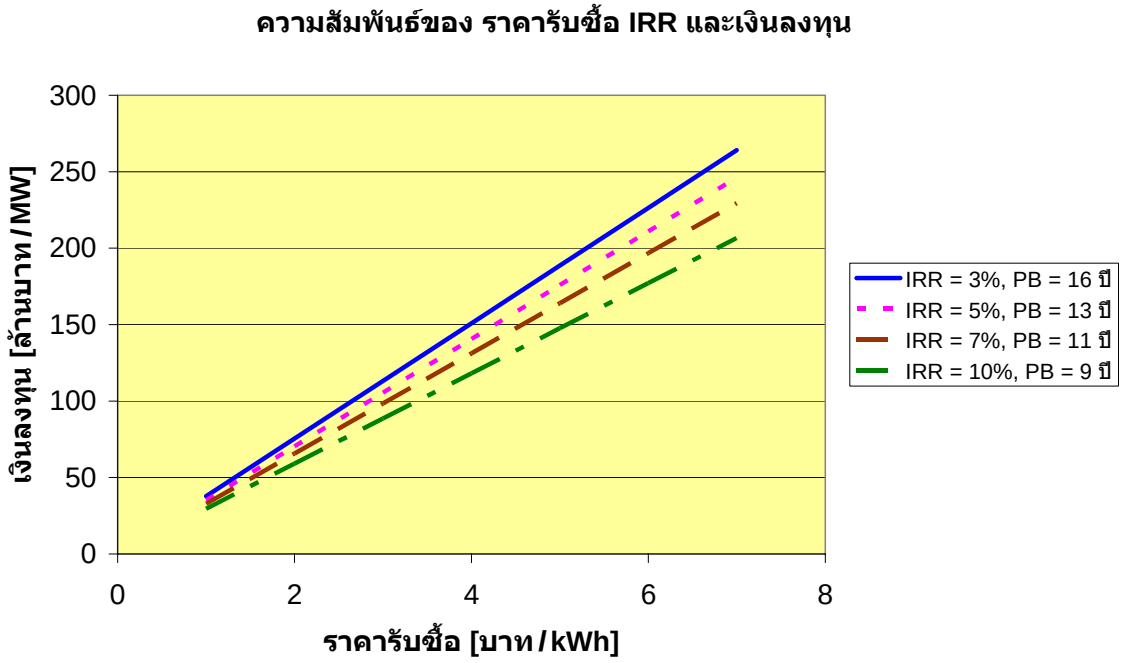


รูปที่ 4.7-8 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 40% และอัตราดอกเบี้ย 7%

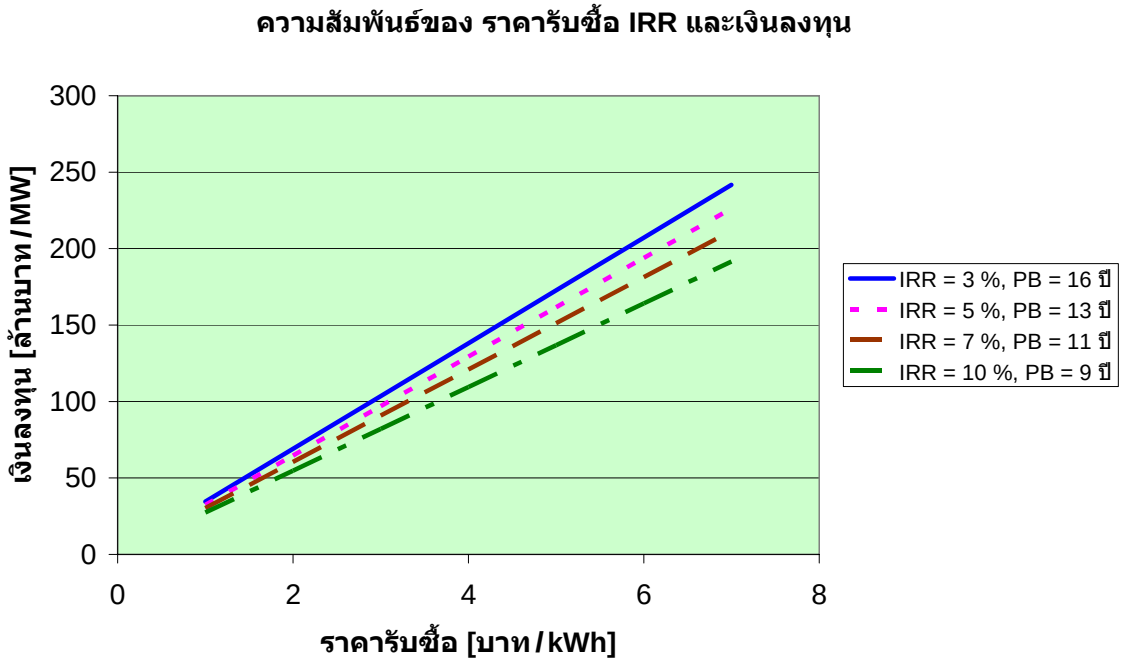


รูปที่ 4.7-9 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 40% และอัตราดอกเบี้ย 9%

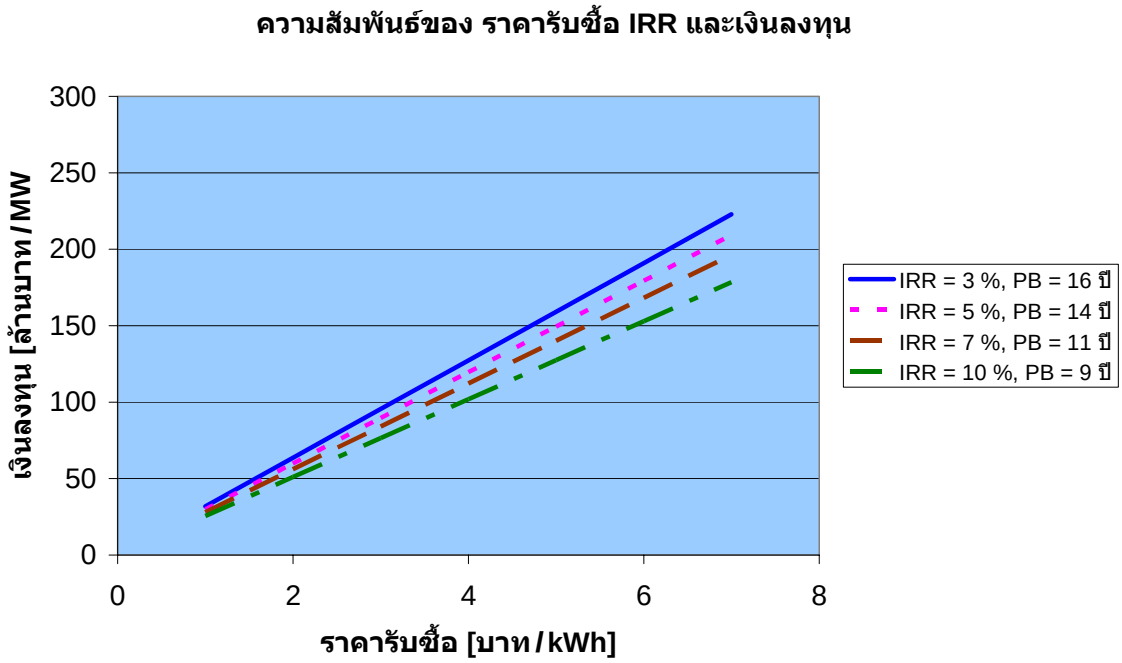
ข) สัดส่วนเงินกู้ 50%



รูปที่ 4.7-10 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ.ระดับเงินกู้ 50% และอัตราดอกเบี้ย 5 %

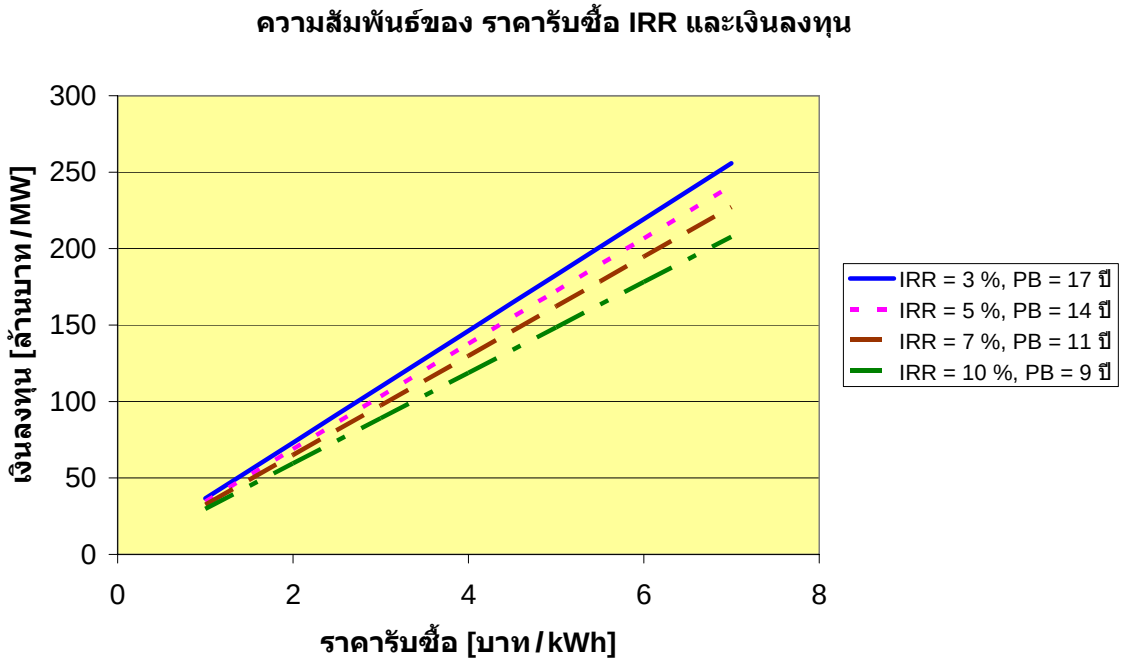


รูปที่ 4.7-11 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ. ระดับเงินกู้ 50% และอัตราดอกเบี้ย 7%

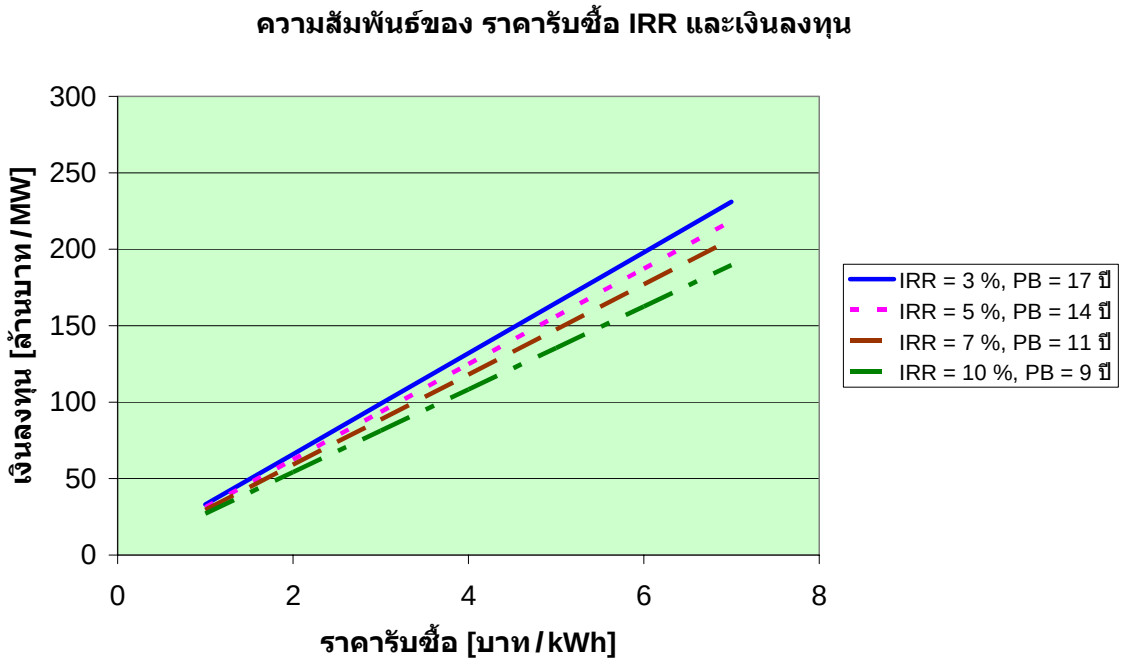


รูปที่ 4.7-12 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ. ระดับเงินกู้ 50% และอัตราดอกเบี้ย 9%

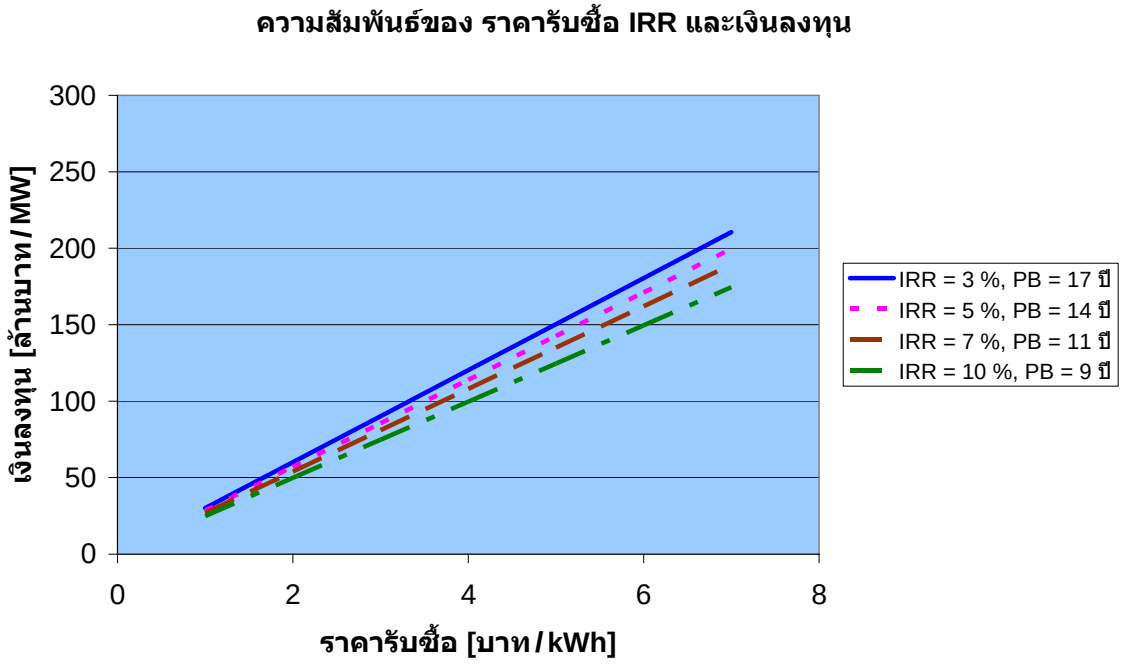
ค) สัดส่วนเงินกู้ 60%



รูปที่ 4.7-13 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 60% และอัตราดอกเบี้ย 5%



รูปที่ 4.7-14 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 60% และอัตราดอกเบี้ย 7%



รูปที่ 4.7-15 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 60% และอัตราดอกเบี้ย 9%

จากกราฟพบว่า เมื่อผู้ลงทุนด้วยสัดส่วนเงินกู้เพียง 40% ดังรูปที่ 4.7-7 ถึง 4.7-9 จะยังคงได้รับ IRR ในระดับเดิมที่ระดับราคารับซื้อเปลี่ยนแปลงลดลงจากกรณีกู้เงิน 50% เล็กน้อย คือ 2.0 บาทเมื่ออัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็น 5% เป็น 2.20 บาท เมื่ออัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็น 7% และเป็น 2.30 บาท เมื่ออัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็น 9% กล่าวคือ แม้ว่าผู้ลงทุนระบบจะกู้เงินมาลงทุนลดลง รัฐก็อาจยังต้องดำเนินนโยบายราคารับซื้อเช่นเดิม นอกจากนี้จะเห็นว่าระยะเวลาในการคืนทุนที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงน้อยมากจนถือได้ว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นเลยเมื่ออัตราส่วนของการกู้เงินมาลงทุนเปลี่ยนแปลงไป

นอกจากนี้ในกรณีที่สัดส่วนเงินกู้เป็น 50% ค่า IRR ที่ผู้ลงทุนได้รับยังขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยด้วยแต่ไม่มากนัก ซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.7-10 ถึง 4.7-12 หากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้นเป็น 7% ราคารับซื้อที่ทำให้ผู้ลงทุนได้รับผลตอบแทน 7% จะเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 2.30 บาทต่อหน่วย ซึ่งเพิ่มจากเดิม 0.20 บาทต่อหน่วย หรือประมาณ 9% และเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 2.50 บาทต่อหน่วย ณ.อัตราดอกเบี้ย 9% ซึ่งอาจจะสรุปคร่าวๆได้ว่า หากอัตราดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น 2% ราคารับซื้อที่จะชดเชยให้ได้ผลตอบแทนเท่าเดิมจะต้องเพิ่มขึ้นประมาณ 20 สตางค์

ในการดำเนินนโยบาย รัฐควรเลือกใช้นโยบายที่ทำให้ต้นทุนของรัฐในการดำเนินนโยบายต่ำที่สุด ซึ่งทั้งนี้ขึ้นกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด เนื่องจากการใช้นโยบายราคารับซื้อ งบประมาณที่ใช้จะขึ้นกับปริมาณไฟฟ้า ในขณะที่การให้เงินอุดหนุนจะขึ้นกับสัดส่วนเงินลงทุนเบื้องต้น ดังนั้นหากรัฐต้องการลดภาระจากการดำเนินนโยบายให้น้อยลด การลดเงินลงทุนเบื้องต้นอาจทำได้โดยการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา รวมทั้งกำหนด Local content แต่ทั้งนี้ต้องใช้ระยะเวลา ดังนั้นจึงอาจกำหนดให้การวิจัยและพัฒนาเป็นมาตรการระยะยาวควบคู่ไปกับการใช้ Feed-in tariff นโยบายอัตราดอกเบี้ย และการให้เงินอุดหนุนซึ่งมีประสิทธิภาพในระยะสั้น

ส่วนกรณีที่อัตราส่วนเงินกู้เป็น 60% นั้นพบว่าราคารับซื้อที่เพิ่มขึ้น(เมื่อพิจารณาที่ผลตอบแทนของ IRR เท่ากัน) เมื่อเทียบกับกรณีที่ที่อัตราส่วนเงินกู้เป็น 50% มีราคาสูงขึ้นกว่าเดิมเล็กน้อย กล่าวคือ เป็น 2.20 บาทเมื่ออัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็น 5% เป็น 2.40 บาทเมื่ออัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็น 7% และเป็น 2.60 บาท เมื่ออัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็น 9% โดยที่มีระยะเวลาของการคุ้มทุนที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อย

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าผลของการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนเงินกู้ต่อผลตอบแทนการลงทุนและระดับราคารับซื้อนั้น เมื่อผู้ลงทุนระบบกู้เงินมาลงทุนในสัดส่วนที่มาก จะทำให้ระยะเวลาคืนทุนนานขึ้น หรือราคาไฟฟ้าที่รับซื้อควรสูงขึ้นจึงจะจูงใจผู้ลงทุน ดังนั้นรัฐจึงควรใช้มาตรการลดต้นทุนของการกู้เงินประกอบมาตรการทางด้านราคาและอัตราดอกเบี้ย ซึ่งมาตรการที่นำมาใช้นั้นมีได้หลากหลาย เช่น การหาแหล่งเงินทุนอื่น การบริการด้านข้อมูลของการหาแหล่งเงินทุน การจูงใจให้ผู้มีเงินทุนมาลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น

4.7.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ผู้วิจัยได้กำหนดเทคโนโลยีที่จะให้ผู้เชี่ยวชาญให้คะแนน โดยเทคโนโลยีสอดคล้องกับที่ผู้วิจัยได้ทำการรวบรวมและประเมินเอาไว้ กลุ่มของเทคโนโลยีกังหันน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้ามีเทคโนโลยีดังต่อไปนี้

Tech 1 : กังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 2 : กังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 3 : กังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 4 : กังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 5 : กังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 6 : กังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 7 : กังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Reservior
Tech 8 : กังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Reservior
Tech 9 : กังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Reservior
Tech 10 : กังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Reservior
Tech 11 : กังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Reservior
Tech 12 : กังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Reservior
Tech 13: กังหันน้ำ ชนิด Axial-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river
Tech 14: กังหันน้ำ ชนิด Axial-flow ขนาดมากกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of river

คณะผู้วิจัยได้ทำการประมวลผลคะแนนที่ได้จากผู้เชี่ยวชาญโดยคำนวณค่าเฉลี่ยของเกณฑ์ (Criteria) แต่ละข้อ เพื่อศึกษาจุดเด่นและจุดด้อยของแต่ละเทคโนโลยีในความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญ ข้อมูลเหล่านี้จะถูกนำมาพิจารณาเพื่อหาหลักเกณฑ์ในการเลือกใช้ รวมถึงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีอย่างเหมาะสม ซึ่งจะนำไปสู่การพัฒนาและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานได้อย่างถูกต้อง ผลการประมวลคะแนนของ 7 เทคโนโลยีตามความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญซึ่งอิงหลักเกณฑ์การลำดับความสำคัญที่ใช้ในงานวิจัยนี้ ถูกจัดลำดับตามความสำคัญเป็น 3 กลุ่มดังตารางที่ 4.7-5

ตารางที่ 4.7-5 ลำดับกลุ่มเทคโนโลยีและข้อสังเกต

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Axial flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e ติดตั้งท้ายเขื่อนขนาดใหญ่ และมากกว่า 1 MW_e ประเภท Run-of-river	เทคโนโลยีกังหันน้ำแบบ Axial flow ขนาดเล็กกว่า 1 MW_e ติดตั้งท้ายเขื่อนขนาดใหญ่ หรือเขื่อนชลประทานที่มีอยู่แล้วในลักษณะแบบ Run-of-river ที่ไม่ต้องมี Reservior กักเก็บน้ำมีความเป็นไปได้สูงมาก เนื่องจากกังหันน้ำประเภทนี้จะผลิตไฟฟ้าไปตามสภาพของการใช้น้ำเพื่อการชลประทานเป็นหลัก ขณะที่มีการปล่อยน้ำเพื่อชลประทานก็จะมีการผลิตไฟฟ้าไปด้วย แต่เมื่อไม่มีการปล่อยน้ำก็จะไม่มีการผลิตไฟฟ้า และเนื่องจากว่าเขื่อนผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและเขื่อนต่างๆ ของกรมชลประทานเป็นเขื่อนที่สร้างขึ้นและมีอยู่แล้วแต่ไม่มีการใช้ศักยภาพของน้ำทิ้ง จึงเป็นการนำศักยภาพพลังงานน้ำที่มีอยู่กลับมาใช้เพื่อเป็นประโยชน์ในการผลิตไฟฟ้า แต่ขณะเดียวกันก็มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมไม่มากไปกว่าที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน
กลุ่มที่ 2	เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of-river	ความเป็นไปได้สูงมากในทุกๆ ด้าน เช่น ในด้านการนำไปใช้ เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สามารถผลิตได้ง่าย ใช้เทคโนโลยีการผลิตไม่สูงมากในการผลิต อุปกรณ์มีจำนวนน้อยชิ้น ง่ายต่อการใช้งาน และค่าลงทุนติดตั้งต่ำ ถึงแม้ว่าประสิทธิภาพจะต่ำกว่ากังหันน้ำชนิดอื่น การพัฒนาและผลิตใช้ในประเทศจึงมีความเป็นไปได้สูงด้วย อย่างไรก็ดีการติดตั้งจะตั้งอยู่บริเวณเฮดน้ำสูง เช่น ตามแหล่งน้ำตก ซึ่งอาจจะมีผลกระทบกับการท่องเที่ยวและสิ่งแวดล้อมได้
กลุ่มที่ 3	เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of-river เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Pelton ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Cross-flow ขนาดน้อยกว่า	แหล่งน้ำที่เหมาะสมต้องอยู่บริเวณหุบเขา เช่น ทางภาคเหนือของประเทศ โดยจะต้องศึกษาอย่างละเอียดจึงจะได้ประสิทธิภาพสูง ในส่วนเทคโนโลยีการสร้าง สามารถสร้างได้เองภายในประเทศ แต่อาจจะต้องสนับสนุนงานวิจัยบางส่วนในแต่ละชนิดของกังหัน กังหันแบบ Pelton ไม่เหมาะกับแหล่งน้ำแบบ Reservior ส่วนใหญ่ เนื่องจากต้องการเฮดน้ำสูงมาก แหล่งน้ำแบบ Reservior เช่นเขื่อนของกรมชล จะมีเฮดน้ำสูงไม่มากนัก กังหันน้ำชนิดนี้จึงไม่เหมาะสมกับแหล่งน้ำประเภทนี้ กังหันแบบ Francis เหมาะกับแหล่งน้ำแบบ Reservior แต่มีข้อเสียในเรื่องของความยากในการผลิตโดยเฉพาะชุด

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
	1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Reservior	runner และยากต่อการบำรุงรักษา
กลุ่มที่ 4	เทคโนโลยีกังหันน้ำ ชนิด Francis ขนาดน้อยกว่า 1 MW_e และมากกว่า 1 MW_e สำหรับเขื่อนประเภท Run-of-river	ราคาการติดตั้งค่อนข้างสูง และอาจจะส่งผลกระทบต่อสังคม และสิ่งแวดล้อม รวมไปถึงเทคโนโลยีการผลิตค่อนข้างซับซ้อนกว่ากังหันชนิดอื่นๆ อีกทั้งการติดตั้งจะต้องติดตั้งอยู่บริเวณแหล่งน้ำที่มีความสูงเของน้ำมากกว่า 10 เมตร

4.8 ผลการประเมินเทคโนโลยีพลังงานลม

4.8.1 ภาพรวมสถานภาพเทคโนโลยี (Technology overview)

เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานลมมีดังต่อไปนี้

1. เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า	■ กังหันลมแกนตั้ง o ชนิดแรงฉุดไม่สมมาตร o ชนิดมุมปะทะอากาศแปรเปลี่ยนตามวงรอบ ■ กังหันลมแกนนอน o กังหันรูปแบบหันหน้าหาลม o กังหันแบบหันหลังหาลม
2. เสา (Tower)	■ เสาแบบเสาธง ■ เสาแบบโครงถัก (Lattice tower) ■ เสาแบบทรงกระบอกเรียว (Turbular conical tower)
3. การออกแบบกังหัน	■ จำนวนปีกกังหัน ■ การควบคุมความเร็วรอบของแกนกังหัน (Shaft speed control) o การควบคุมแบบ Passive (Fixed pitch) o การควบคุมแบบ Active (Adjustabled pitch)
4. การผลิตกระแสไฟฟ้า (Electricity generation)	■ Synchronous generator ■ Asynchronous generator
5. ระบบควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	■ Fixed speed generator system (for asynchronous generator) o Gear speed generator system ■ Variable speed generator system (for synchronous or double fed asynchronous generator) o Gearless speed generator system o Gear speed generator system
6. ระบบ Grid Interface	■ Electronic convertor (AC/DC/AC) for synchronous generator ■ Direct feed interconnected to grid interface for asynchronous generator

อนึ่งสถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้ของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ใช้อยู่ในเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันสรุปได้ดังรูปที่ 4.8-1 และตารางที่ 4.8-1

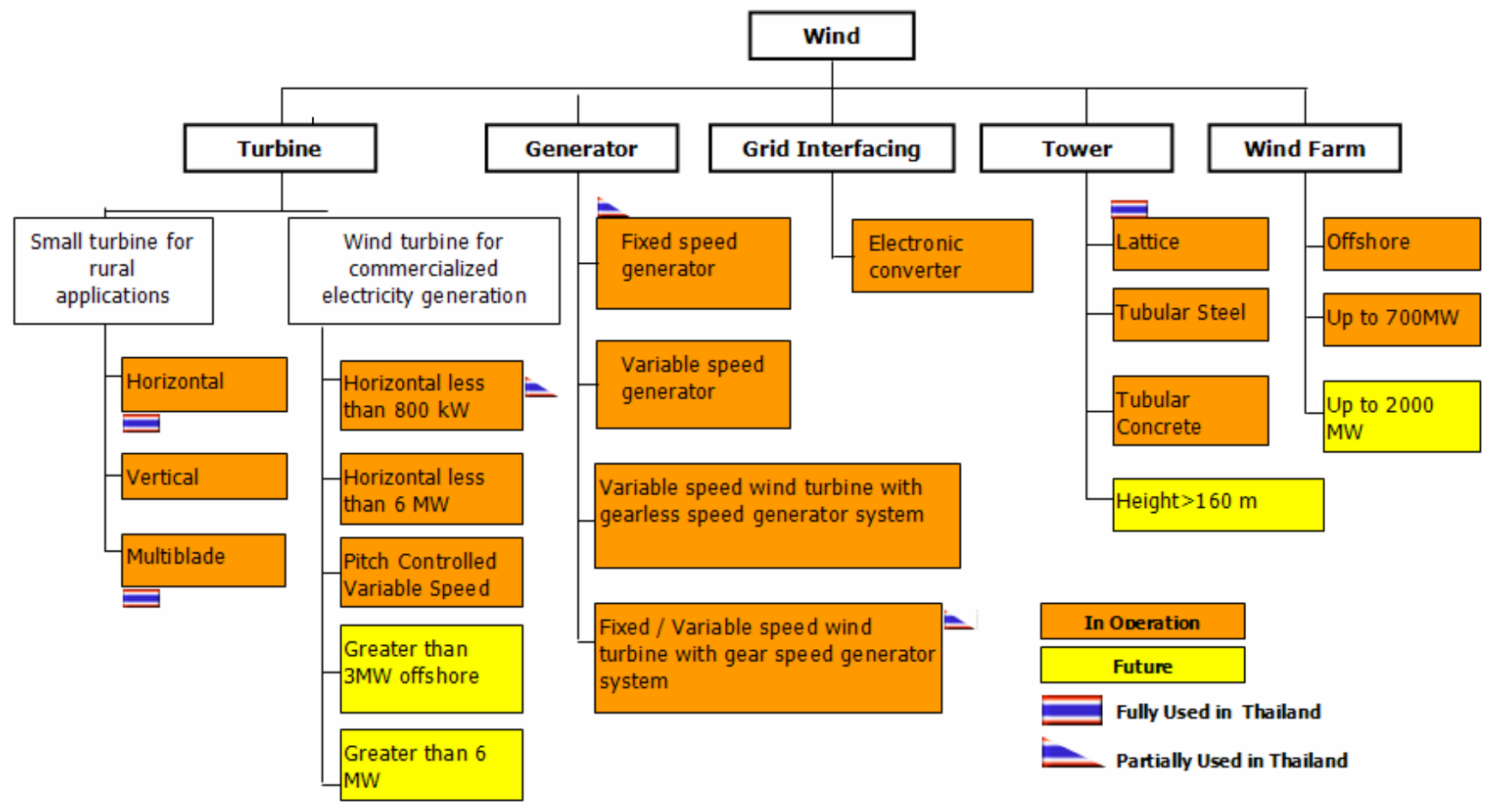
4.8.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีแต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังตารางที่ 4.8-2

ตารางที่ 4.8-1 สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้ของเทคโนโลยีพลังงานลม

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้	
	ทางสากล	ในประเทศ
1. เทคโนโลยีกังหันลมผลิตไฟฟ้า	• ในปี ค.ศ. 2002 มีการติดตั้งรวม 30,379 MW_e ทั่วโลก • กังหันขนาดใหญ่ที่สุดในปัจจุบันมีขนาดกำลังผลิตประมาณ 4-5 MW_e • มีอัตราการติดตั้งกังหันลมเพิ่มขึ้นทั่วโลกรวมปีละ 26%	• ปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ติดตั้งกังหันลมขนาด 150 kW ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 ที่แหลมพรหมเทพ จ.ภูเก็ตและของบริษัทเอกชนที่ อ.เกาะจันทร์ ชลบุรีขนาด 150 kW เปิดดำเนินการปี พ.ศ. 2548 • การไฟฟ้าภูมิภาค กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) มีแผนติดตั้งกังหันลมขนาด250 kWหนึ่งตัว และ ขนาด 1.5 MW อีกหนึ่งตัว ที่ จ. นครศรีธรรมราช คาดว่าจะเริ่มผลิตไฟฟ้าได้ในปี พ.ศ. 2550 ส่วนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีแผนติดตั้งกังหันลมขนาด 2 MW หนึ่งตัวที่ ลำตะคอง จ. นครราชสีมา คาดว่าจะเริ่มผลิตไฟฟ้าได้ในปี พ.ศ.2551
2. เทคโนโลยีเสา	• ปัจจุบันสามารถสร้างเสาแบบยืนทรงกระบอกเรียวได้สูงถึงประมาณ 100 เมตร	• มีศักยภาพสร้างเสาโครงถักสูง 50-60 เมตรได้
3. เทคโนโลยีการออกแบบกังหัน	• สามารถสร้างใบกังหันขนาดใหญ่รัศมีประมาณ 80 เมตรได้	• มีประสบการณ์ในการใช้กังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าขนาด 150 kW_e ที่ภูเก็ตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 แต่ยังไม่มีประสบการณ์ในการออกแบบกังหันใดๆ
4. เทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้า	• สามารถผลิต Generator ขนาด 4-5 MW_e พร้อมระบบควบคุม	• มีประสบการณ์ในการผลิต Generator ในระดับ 300 kW ลงมา แต่ยังไม่มีประสบการณ์ในการผลิต Generator เพื่อใช้ในกังหันลม
5. ระบบควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	• ปัจจุบันกังหันลมแบบ Variable speed rotor จะใช้ Synchronous generator หรือ Asynchronous generator แบบ Double fed โดยเปลี่ยนกระแสสลับให้เป็นกระแสตรง และใช้ Invertor ปรับเปลี่ยนกระแสตรงให้เป็นกระแสสลับอีกครั้งให้ได้ความถี่เท่ากับ Grid เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่ง	• ยังไม่มีประสบการณ์ใดๆ
6. Grid Interface	• เนื่องจากพลังงานลมมีความแปรปรวนสูง การจ่ายพลังงาน	• การไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีประสบการณ์ในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งใน

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพปัจจุบันและช่องว่างองค์ความรู้	
	ทางสากล	ในประเทศ
	เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการของพลังงานไฟฟ้ามีผลกระทบต่อคุณภาพของพลังงานไฟฟ้าและความเสถียรของระบบไฟฟ้าโดยเฉพาะเมื่ออัตราการผลิตพลังงานจากกังหันลมมีสัดส่วนโดยรวมสูงขึ้น จึงต้องมีระบบอิเล็คโทรนิคช่วยควบคุมให้พลังงานไฟฟ้าได้คุณภาพ • ปัจจุบันอัตราการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมในเยอรมันสามารถเพิ่มได้ถึง 15% ของพลังงานรวมที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าเป็น base load และอาจมีสัดส่วนได้ถึง 50% ในระยะเวลาสั้นๆ ประมาณ 2-3 นาที	ลักษณะของระบบผสมระหว่างไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมที่แหลมพรหมเทพ โดยมีกำลังการผลิตเชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งรวมได้สูงสุดที่ 200 kW_e



รูปที่ 4.8-1 Wind Technology Overview

ตารางที่ 4.8-2 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
1. เทคโนโลยีกังหันลมแกนตั้งชนิดแรงฉุดไม่สมสมมาตร	▪ สามารถสร้างได้ง่ายมาก แค่เอาถังน้ำมัน หรือถังทรงกระบอกที่ใช้กันทั่วไปในอุตสาหกรรมมาผ่าซีก จึงเหมาะกับการประดิษฐ์ใช้ในชนบทห่างไกล หรือในประเทศกำลังพัฒนา	▪ ประสิทธิภาพต่ำ ▪ มี Starting Torque ต่ำ ไม่สามารถหมุนได้ด้วยตัวเองในช่วงแรก (Self starting) จำเป็นต้องมีการใช้แรงหมุนจากภายนอกเข้าช่วยในตอนเริ่มต้นของการหมุนทำให้ใช้งานไม่สะดวก
2. เทคโนโลยีกังหันลมแกนตั้งชนิดมุมปะทะอากาศแปรเปลี่ยนตามวงรอบ	▪ อุปกรณ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถติดตั้งบนพื้นดิน ไม่จำเป็นต้องยกขึ้นไปตั้งบนหอสูงแบบกลุ่มกังหันลมแกนนอน ▪ สามารถทำงานได้ไม่ว่าลมจะพัดมาในทิศทางใด จึงไม่ต้องมีระบบขับเคลื่อนควบคุมทิศทางการหันเหของชุดเนเซล (Nacelle)	▪ ไม่สามารถหมุนได้ด้วยตัวเองในช่วงแรก (Self starting) จำเป็นต้องมีการใช้แรงหมุนจากภายนอกเข้าช่วยในตอนเริ่มต้นของการหมุนทำให้การใช้งานไม่สะดวก หรือต้องมีมอเตอร์ช่วยฉุดเพื่อให้กังหันเริ่มหมุนออกตัวในตอนแรก ▪ การที่กังหันลมติดตั้งในระดับต่ำใกล้พื้นดิน จากอิทธิพลของชั้นชิดผิวเนินดิน หรือสิ่งปลูกสร้าง ความเร็วลมจึงต่ำกว่าลมในระดับที่สูงขึ้นไปจากพื้น นอกจากนี้ ลมยังมีแกรเดียนต์ความเร็วที่เพิ่มขึ้นตามความสูง ทำให้ความเข้มเทอร์บิวเลนซ์สูง และบางครั้งยังเกิดปรากฏการณ์กระแสวน (Vorticity) ขึ้นด้วย ส่งผลให้เกิดความสูญเสียพลังงานจลน์ไปค่อนข้างมาก สมรรถนะการเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานกลของกังหันลมจึงด้อยลงอย่างมีนัยสำคัญทีเดียว ▪ จากหลักการทำงานที่มุมปะทะลมแปรเปลี่ยนไปตามวงรอบ ทำให้พบปัญหาความไม่สม่ำเสมอของแรงที่ทำกับใบพัด หรือ “Aeroelasticity” ▪ นอกจากนี้กังหันลมขนาดใหญ่แบบนี้ มีความต้องการใช้พื้นที่บนผิวพื้นดินมากกว่ากังหันแบบแกนนอนที่มีเสาสูง
3. เทคโนโลยีกังหันลมแกนนอนในรูปแบบหันหน้าหา	▪ กระแสลมถูกรบกวนน้อย ▪ หากออกแบบดี จะให้ประสิทธิภาพสูง	▪ ต้องการใบพัดที่มีความแข็งแรงเพื่อลดความเสี่ยงที่ใบพัดโก่ง (Deflection) ไปชนหรือเสียดสีกับเสา และสามารถรับ stress ที่เกิดจาก

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
ลม	▪ กังหันขนาดใหญ่ไม่จำเป็นต้องการใช้พื้นที่บนผิวดินมาก เพราะมีเสาช่วยยกตัวกังหันให้ลอยเหนือพื้นผิวดิน ทำให้หน้าดินบนพื้นที่ราบยังใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้	ลมกรรโชกได้สูง ▪ ต้องการระบบบังคับทิศทางเพื่อควบคุมให้กังหันลมหันหน้าเข้ารับลมอย่างตรงๆตลอดเวลาแม้ว่ากระแสลมจะเปลี่ยนทิศทางก็ตาม
4. เทคโนโลยีกังหันลมแกนนอนในรูปแบบหันหลังหาลม	▪ สามารถใช้ใบพัดที่มีความยืดหยุ่นมากกว่า ในทางทฤษฎีแล้วกังหันจะปรับทิศทางตามการเปลี่ยนทิศทางของกระแสลมอย่างอัตโนมัติ ▪ คุณสมบัติอย่างอื่นๆ คล้ายคลึงกับกังหันลมแบบแกนนอนที่หันหน้าเข้าหาทางลม (ยกเว้นกระแสลมที่จะถูกรบกวนมากกว่าเนื่องจากกระแสลมต้องไหลผ่านเนเซลก่อน	▪ กระแสลมถูกรบกวนมากกว่าจากการไหลผ่านเสาและเนเซลก่อนเข้าใบพัด
5. เทคโนโลยีเสา (Tower) แบบเสาธง	▪ สร้างง่าย ไม่ซับซ้อน ติดตั้งง่าย เหมาะกับกังหันลมขนาดเล็ก กำลังการผลิตต่ำ เสาแบบเสาธงสามารถออกแบบให้เอนได้ในกรณีลมกระโชกแรง เสาเอนเบี่ยงออก ทำให้ทิศทางกังหันเหออกจากแนวกระแสลม อาจช่วยป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับปีกกังหันได้	▪ ไม่สามารถรับน้ำหนักของตัวกังหันลมขนาดใหญ่ที่มีน้ำหนักมากได้
6. เทคโนโลยีเสา (Tower) แบบโครงถัก (Lattice tower)	▪ สร้างง่าย แข็งแรง สามารถใช้กับกังหันลมขนาดใหญ่กำลังผลิตสูงได้ เช่นเดียวกันกับเสาแบบเสาธง คือสามารถออกแบบให้มีระบบเอนตัวหลบลมกระโชกแรงได้	▪ ธรรมชาติของเสาแบบโครงถักต้องมีการเชื่อมต่อด้วยจุดยึดจำนวนมาก ทำให้มีลักษณะต้านลมและมีต้นทุนสูงกว่าต้นทุนของเทคโนโลยีเสาแบบทรงกระบอกเรียวเมื่อเทียบต่อหน่วยน้ำหนักที่บรรทุกได้ และการติดตั้งใช้เวลามากกว่า
7. เทคโนโลยีเสา (Tower) แบบทรงกระบอกเรียว (Turbular conical tower)	▪ มั่นคงแข็งแรง ภายในแกนกลางของเสาสามารถติดตั้งอุปกรณ์ได้หลายอย่างเช่นบันไดหรือลิฟต์ สำหรับช่างซ่อมบำรุง เป็นทั้งท่อร้อยสายไฟไปในตัว นอกจากนี้ยังสามารถออกแบบรูปทรงให้เข้ากับตัวกังหัน และนาเซล เพื่อให้ดูกลมกลืนกับสิ่งแวดล้อม สวยงามไม่เป็นมลพิษทางสายตา	▪ ต้องการการคำนวณออกแบบที่แม่นยำ สร้างยาก ราคาแพง และผู้สร้างต้องมีประสบการณ์สูง
8. เทคโนโลยีการควบคุม	▪ การออกแบบและสร้างทำได้ง่ายเนื่องจากไม่จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนมุม	▪ สูญเสียโอกาสการแปลงพลังงานลมให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
กังหันลมแบบ Passive	Pitch ของใบพัด ทำให้การควบคุมนั้นทำได้ง่ายโดยอาศัยการออกแบบใบพัดและขึ้นรูป Air foil ที่เหมาะสม	ความเร็วลมมีความเร็วสูงกว่าค่า Rated speed ของการหมุนของแกนกังหัน เนื่องจากกังหันจะหมุนที่ความเร็วคงที่
9. เทคโนโลยีการควบคุมกังหันลมแบบ Active	■ กังหันสามารถหมุนให้เร็วหรือช้าตามความเร็วลมจึงทำให้กังหันสามารถทำงานที่จุดที่มีประสิทธิภาพสูงสุดตลอดเวลา จึงมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานลมเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยรวมสูง	■ การออกแบบและการสร้างระบบควบคุมความเร็วของการหมุนของแกนกังหันทำได้ยากกว่า เพราะต้องมีระบบเชิงกลเพื่อปรับเปลี่ยนมุม pitch ของใบพัด ทำให้มีราคาแพงจึงเหมาะสำหรับกังหันขนาดใหญ่เท่านั้น
10. เทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้า (Electricity generation) โดย Synchronous generator (และระบบ Asynchronous แบบ Double-fed) สำหรับกังหันลมแบบ Variable speed	■ เหมาะสำหรับกังหันที่มีขนาดใหญ่ ■ ไม่ต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟ จากระบบกริดที่ไปต่อมาช่วยให้ตัวเองทำงาน(Synchronous แบบ permanent magnetic และ asynchronous) เพราะ ได้มาจากการป้อนกระแสของขดลวดสนามที่อยู่ภายในตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเองอยู่แล้ว ■ เป็นเทคโนโลยีที่ทันสมัยกว่า ที่ออกแบบมาเพื่อใช้กับกังหันลมที่สามารถปรับค่า Pitch ของใบพัดได้ ทำให้สามารถปรับความเร็วรอบของกังหันลมให้หมุนที่จุดที่มีประสิทธิภาพสูงสุดตลอดเวลาโดยการปรับมุมปะทะลมของกังหัน (Pitching) ทำให้มีความยืดหยุ่นสูง สามารถดึงศักยภาพกำลังลมที่ความเร็วลมต่างๆ มาใช้อย่างเต็มที่ เพื่อผลิตไฟฟ้า ■ ในบางระบบของกังหันลมขนาดใหญ่ไม่จำเป็นจะต้องมีระบบเฟืองทดจึงลดชิ้นส่วนอุปกรณ์เชิงกล ทำให้การบำรุงรักษาทำได้ง่ายขึ้น	■ มีราคาแพง ■ จำเป็นจะต้องมีระบบ Convertor เพื่อปรับเปลี่ยนกระแสไฟฟ้าจากระบบไฟกระแสสลับ – กระแสตรง – กระแสสลับ เพื่อให้ความถี่ของไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าความถี่คงที่ ■ ไม่เหมาะกับกังหันลมขนาดเล็กในที่ที่มีความเร็วลมต่ำและไม่เหมาะสมกับกังหันลมที่ไม่สามารถควบคุมความเร็วรอบของการหมุนของแกนกังหันให้มีความเร็วคงที่ได้
11. เทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้า (electricity generation) โดย	■ เหมาะสำหรับกังหันลมขนาดเล็กที่มี Rated Power ต่ำกว่า 500 kW_e ลงมา ■ เป็น Proven technology ที่ใช้มานานมากแล้วตั้งแต่ ทศวรรษที่ 1980	■ สูญเสียโอกาสการดึงศักยภาพของพลังงานลมเพื่อมาใช้งานให้มีประโยชน์สูงสุด โดยเฉพาะเมื่อความเร็วลมมีค่าสูงเกินกว่าค่าที่ออกแบบไว้ที่จุด Rated efficiency เนื่องจากแกนของกังหันหมุนด้วย

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
Asynchronous generator (ระบบ Single-fed)	■ ระบบค่อนข้างง่ายและมีราคาถูก สามารถใช้งานได้กับกังหันลมที่ไม่สามารถควบคุมความเร็วรอบของแกนกังหันแบบเชิงกลให้มีค่าคงที่อย่างแม่นยำได้ ทำให้สามารถใช้กับกังหันขนาดเล็กที่ไม่มีระบบการปรับความเร็วรอบของแกนกังหันโดยการเปลี่ยนมุมหักเหของใบพัด (Pitching) ทำให้กังหันสร้างได้ง่ายและมีราคาถูก ■ สามารถจ่ายไฟจาก Generator เข้าสู่ระบบสายส่ง (Grid) โดยตรงโดยไม่จำเป็นต้องใช้อุปกรณ์ทางอิเลคทรอนิกส์กำลังได้แก่ อินเวอเตอร์ มาช่วยในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่ง ทำให้มีราคาถูก	ความเร็วคงที่ ไม่ว่าลมจะพัดด้วยความเร็วมากเพียงใดก็ตาม ■ ต้องอาศัยกำลังไฟฟ้ารีแอคตีฟ จากระบบกริด เพราะภายในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีระบบสร้างสนามแม่เหล็กภายของตนเอง
12. การควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Fixed speed generator system	■ สามารถออกแบบและสร้างได้ง่ายโดยอาศัยการออกแบบของ Air foil และมุมของ Pitch ที่เหมาะสม เพื่อให้เกิด Stall effect เมื่อมีความเร็วลมมาปะทะกังหันด้วยความเร็วสูงมากเกินไป ทำให้ต้นทุนการผลิตมีราคาถูกกว่าแบบ Variable speed generator system โดยเฉพาะกังหันลมขนาดเล็ก	■ มีประสิทธิภาพต่ำเมื่อลมที่พัดมีความเร็วลมสูงกว่าค่า Rated speed ที่ออกแบบไว้ ทำให้เสียโอกาสการผลิตไฟฟ้าที่ความเร็วลมสูง
13. การควบคุมความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Variable speed generator system	■ ช่วยให้ระบบคุ้มกับการลงทุน โดยใช้วิธีการปรับมุมของ Pitch แบบเชิงกล ■ ช่วยลดความเครียดทางกลของใบพัด ■ มีความคล่องตัวในการชดเชย การกระเพื่อมของ แรงบิดและกำลังเนื่องจาก Back pressure of tower ■ ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวม สามารถปรับความเร็วรอบให้ได้กำลังขาออกสูงสุดตลอด เรียกว่า “Maximum powerpoint tracking” ■ สามารถช่วยลดเสียงรบกวน	■ การออกแบบและการสร้างยุ่งยากกว่าแบบ Fixed speed generator system เพราะต้องใช้ระบบวงจรอิเล็คโทรนิคเพื่อวัดความเร็วลม และมีระบบควบคุมอัตโนมัติในการปรับมุมของ Pitch รวมทั้งต้องแปลงไฟฟ้าให้มีความถี่คงที่ ทำให้ต้นทุนของกังหันสูงขึ้น
14. ระบบการควบคุมรอบ	■ ลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเชิงกล แต่ต้องออกแบบให้ใช้กับ	■ ราคาแพงกว่าระบบ Gear speed generator system จึงเหมาะสมกับ

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีพลังงานลมแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
แบบ Gearless speed generator system สำหรับ Variable speed turbine	Synchronous generator แบบใช้สนามแม่เหล็กถาวร ■ ในระบบนี้อาจจะไม่จำเป็นต้องมีการใช้ชุดเกียร์ ทำให้ลดการสูญเสียเชิงกลลงไปได้ ประสิทธิภาพโดยรวมจึงดีขึ้น	ระบบกังหันลมขนาดใหญ่ ■ ต้องมีระบบ AC-DC-AC Convertor กรณีที่เชื่อมต่อกับ Grid ■ ต้องมีระบบ sensor วัดความเร็วลมและระบบคอมพิวเตอร์เพื่อควบคุมการปรับ Pitch โดยอัตโนมัติ
15. ระบบการควบคุมรอบแบบ Gear speed generator system	■ เป็นการควบคุมความเร็วแบบเชิงกลทำให้ออกแบบง่ายและมีราคาถูกกว่าระบบ Gearless speed generator system จึงเหมาะสมกับระบบกังหันลมขนาดเล็ก	■ ประสิทธิภาพต่ำกว่า และการสึกหรอมากกว่า รวมถึงค่าบำรุงรักษาแบบเชิงกลสูงกว่าแบบ Gearless speed generator system

4.8.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดสำหรับกังหันลมโดยทั่วไปจะมีราคารวมประมาณ 16,000 บาทต่อตารางเมตรของ Swept area หรือเท่ากับ 38,000-40,000 บาทต่อกิโลวัตต์ซึ่งมีราคาแยกย่อยเป็นดังนี้

4.8.3.1 กรณีต่างประเทศ

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
ระบบกังหันลม	18,000 บาทต่อกิโลวัตต์	• การติดตั้งทั่วโลกในปีค.ศ. 2002 คิดเป็นทั้งสิ้น 30,379 MW โดยมีประเทศเยอรมันมีการติดตั้งสูงสุดคือ 12,001 MW_e หรือคิดเป็น 40% ประเทศสหรัฐติดตั้งเป็นอันดับ 2 คือ 4,708 MW หรือคิดเป็น 15.5% ประเทศสเปนติดตั้งเป็นอันดับ 3 คือ 4,144 MW_e หรือคิดเป็น 13.6% • หากคิดเป็นรายทวีป ทวีปยุโรปมีการติดตั้งสูงสุดคิดเป็น 75% ของการติดตั้งทั่วโลก ทวีปอเมริกาเหนือ 16% ทวีปเอเชีย 8% อื่นๆ 1% • International Energy Agency (IEA) คาดว่าค่าไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลมในปีค.ศ. 2010 กรณีที่มีราคาต่ำน่าจะอยู่ในระหว่าง 2-4 US cent ต่อ kWh กรณีราคาสูงน่าจะอยู่ระหว่าง 6-9 US cent ต่อ kWh
เทคโนโลยีเสา	7,000 บาทต่อกิโลวัตต์	
เทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้า	4,300 บาทต่อกิโลวัตต์	
งานโยธา และระบบเชื่อมต่อ Grid	11,000 บาทต่อกิโลวัตต์	

4.8.3.2 กรณีของประเทศไทย

จากการศึกษาของคณะวิจัยพบว่าความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบกังหันลมขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น กำลังการผลิตของกังหัน ความเร็วลมของแต่ละพื้นที่ที่ติดตั้ง ในการศึกษาครั้งนี้จะใช้ค่าเฉลี่ยของค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีของกังหันแต่ละขนาดเป็นปัจจัยที่มีผลต่อต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งจากการศึกษาพบว่า ณ ระดับ Capacity factor 11% กังหันขนาด 30 kW_e สามารถผลิตพลังงานได้ 28.20 MWh ในขณะที่กังหันขนาด 250 kW_e 600 kW_e และ 1500 kW_e สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 234.96 MWh 563.90 MWh และ 1,409.76 MWh ตามลำดับ

อย่างไรก็ตามในการศึกษาครั้งนี้จะใช้กังหันขนาด 250 kW_e เป็นเกณฑ์ในการศึกษาเนื่องจากความเร็วลมของประเทศไทยมีความศักยภาพต่ำและยังไม่มีประสบการณ์ในการใช้งานกังหันลมขนาดที่มีกำลังการผลิตที่เกินกว่า 1 MW_e จึงควรเริ่มต้นจากการลงทุนกังหันลมขนาดกลาง

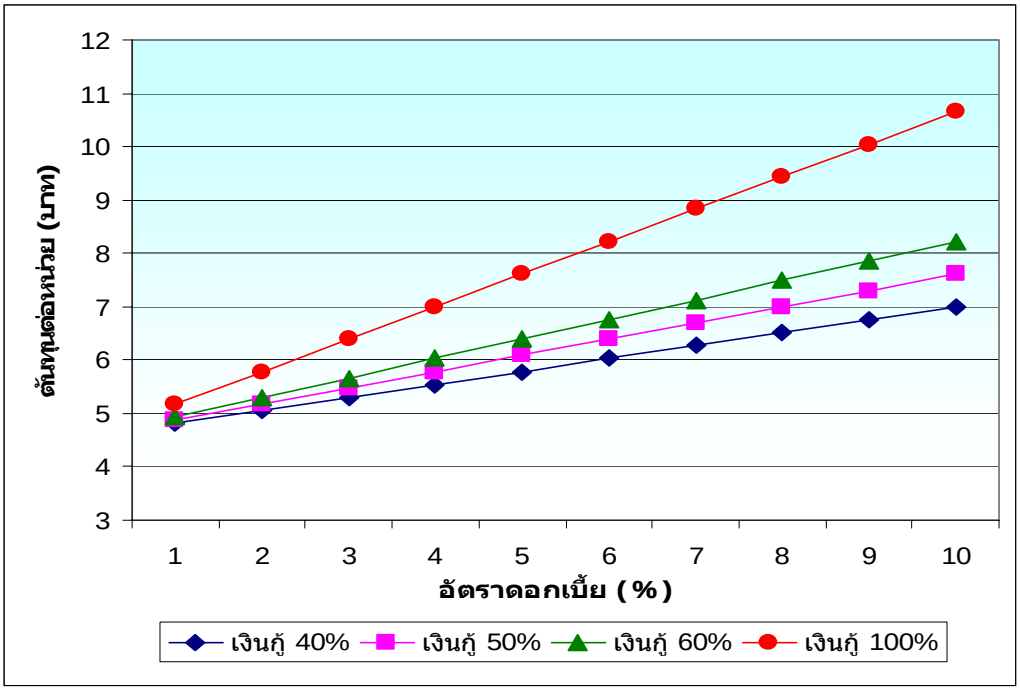
ในการศึกษาเพื่อหาต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าจากพลังงานลมคณะวิจัยได้ดำเนินการศึกษาใน 2 วิธีคือ

ก. <u>วิธีคำนวณจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของกังหันลมขนาด 250 kW</u>

ในการวิเคราะห์ทางการเงิน คณะวิจัยได้กำหนดข้อสมมติต่างๆดังนี้

- การใช้งานของระบบ 20 ปี
- ต้นทุนอุปกรณ์ที่นำมาใช้คำนวณเป็นราคาที่รวมอัตราภาษีแล้ว และเป็นราคาที่ผู้จำหน่าย กำหนดไว้โดยไม่คิดส่วนลด
- อุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อาทิ กังหันลม กำหนดให้สามารถใช้งานได้ตลอดอายุโครงการ
- ไม่คิดค่าเสื่อมของกังหันลม แต่กำหนดให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลง 10% หลังปีที่ 10 และค่าดูแลรักษาเพิ่มขึ้น 10%
- ไม่คิดมูลค่าซาก
- ประสิทธิภาพของกังหันลมลดลง 10% หลังจาก 10 ปี
- Operating Cost คิดเป็น 2.5% ของเงินลงทุนเบื้องต้นและเพิ่มขึ้น 10% หลังจาก 10 ปี ทั้งนี้สามารถแบ่งออกเป็นส่วนต่าง ๆ ดังนี้
  - Distribution 55%
  - Operation, Maintenance 20%
  - พื้นที่ ค่าเช่า 12.5%
  - ค่าประกัน ภาษี 12.5%
  - Capacity Factor 15% (เนื่องจากประสบการณ์ของ กฟผ. พบว่าค่า Capacity factor ของกังหันลมขนาด 150 kW ที่แหลมพรหมเทพมีค่า 14%)
- เงินช่วยเหลือ 0% ที่เงินกู้ 40%, 50%, 60% และ100%

ผลการวิเคราะห์ได้ผลดังแสดงในรูปด้านล่างนี้



รูปที่ 4.8-2 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อหน่วย เงินกู้ และอัตราดอกเบี้ย กรณี Capacity factor 15% เงินช่วยเหลือ 0%

ดังนั้นหากพิจารณาต้นทุนต่อหน่วยของพลังงานลม ณ.ระดับ capacity factor 15% ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะมีค่าประมาณ 5-8 บาทที่เงินช่วยเหลือ 0% หากรัฐดำเนินนโยบายให้เงินช่วยเหลือแก่ผู้ผลิตไฟฟ้า 40% ของเงินลงทุนเบื้องต้น ต้นทุนค่าไฟฟ้าจะลดลงเหลือประมาณ 3.5-5.1 บาท และหากรัฐให้เงินช่วยเหลือ 60% ของเงินลงทุน ต้นทุนค่าไฟฟ้าจะอยู่ในช่วง 3-4 บาท

นอกจากนโยบายให้เงินช่วยเหลือแล้ว จากกราฟ ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนต่อหน่วยและอัตราดอกเบี้ยชี้ว่า รัฐอาจดำเนินนโยบายอัตราดอกเบี้ยต่ำ โดยออกมาตรการทางการเงินร่วมกับสถาบันการเงินของรัฐ ซึ่งจากการวิเคราะห์พบว่า หากรัฐสามารถจัดหาเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำและให้เงินช่วยเหลือในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ ต้นทุนต่อหน่วยจะมีค่าประมาณ 3-4 บาท ซึ่งเป็นต้นทุนที่จูงใจให้ผู้ลงทุนระบบฯลงทุนในกังหันลมมากขึ้น

นอกจากมาตรการด้านดอกเบี้ยแล้ว ปัจจัยที่สำคัญอีกประการหนึ่งที่กำหนดต้นทุนต่อหน่วยของไฟฟ้า คือ อัตราส่วนเงินกู้ หากผู้ลงทุนระบบฯกู้เงินจำนวนมาก จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากภาระอัตราดอกเบี้ย ดังเห็นได้จากรูปข้างต้น ดังนั้นรัฐอาจใช้มาตรการจูงใจผู้ลงทุนที่มีเงินลงทุนเบื้องต้นมากให้มาลงทุนเพิ่มขึ้น โดยอาจเสนอสิทธิพิเศษเพื่อจูงใจ ทั้งนี้มาตรการนี้จะช่วยลดภาระของรัฐในการให้เงินช่วยเหลือได้อีกด้วย

จะเห็นได้จากรูปข้างต้นว่าการเปลี่ยนแปลงอัตราเงินกู้จาก 40%-100% ต้นทุนต่อหน่วยจะเปลี่ยนแปลงไปได้มากถึง 5 บาทถ้าอัตราดอกเบี้ยสูง ดังนั้นการสร้างมาตรการแรงจูงใจ

นั้นจะต้องคำนึงถึงอัตราดอกเบี้ยในปัจจุบันด้วย ถ้าอัตราสูงมากผู้ลงทุนย่อมอยากที่จะกู้ให้น้อยที่สุด แสดงว่ารัฐควรจะให้เงินช่วยเหลือเบื้องต้นเป็นการจูงใจผู้ลงทุน

ข. <u>วิธีคำนวณอัตราผลตอบแทน (IRR) ของโครงการโดยการประกันราคารับซื้อจากรัฐ (Feed in tariff)</u>

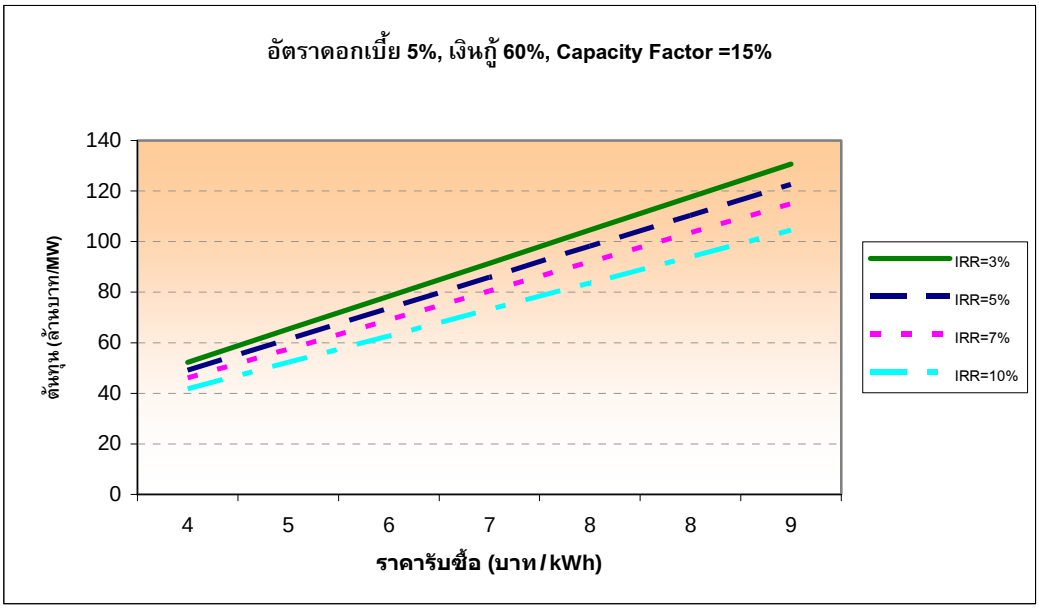
จากการรวบรวมข้อเสนอการรับซื้อค่าไฟ (Feed-in tariff) โดยหน่วยงานต่างๆ ของรัฐและเอกชนในประเทศไทยที่เสนอต่อรัฐ คณะวิจัยพบว่าราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ผลิตจากกังหันลมมีดังนี้

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์
การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมในประเทศไทย	ข้อเสนอการรับซื้อค่าไฟ (Feed-in tariff) โดยหน่วยงานต่างๆ ของรัฐและเอกชนในประเทศไทยที่เสนอต่อรัฐ ● พพ. 5 บาทต่อ kWh ● สภาอุตสาหกรรม 6 บาทต่อ kWh ● การไฟฟ้าฝ่ายผลิต 7.32 บาทต่อ kWh ● มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (E for E) 9.44 บาทต่อ kWh

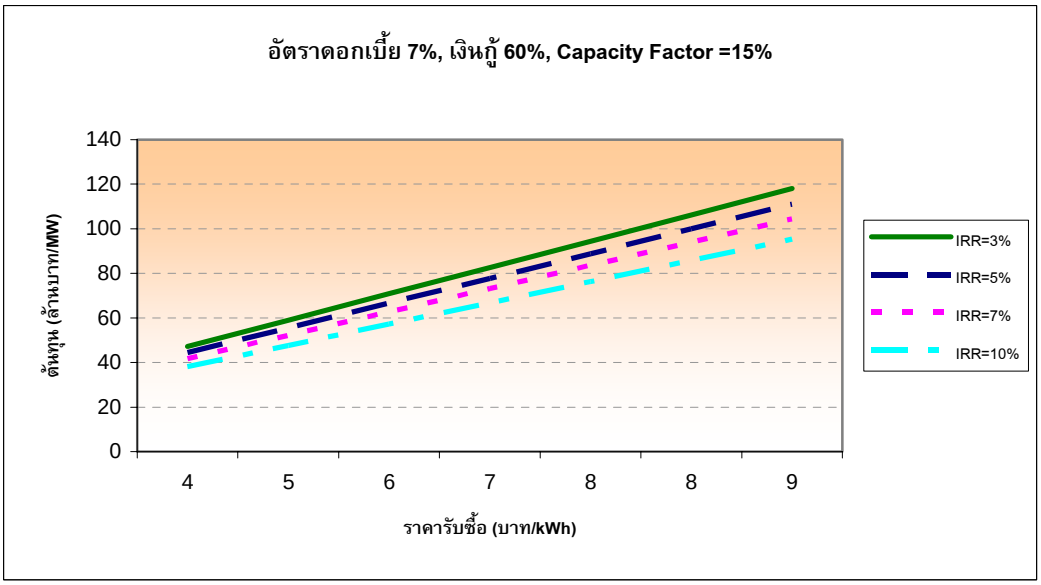
คณะวิจัยได้ศึกษา การกำหนดราคารับซื้อเพื่อเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนของมูลค่าการลงทุนต่อ MW_e ของกังหันลม โดยวิเคราะห์จากราคารับซื้อที่ประกัน เนื่องจากราคารับซื้อที่แตกต่างกันจะส่งผลต่อรายรับและกำไรของผู้ลงทุน ดังนั้นจึงได้วิเคราะห์ราคารับซื้อร่วมกับอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ หรือ IRR เพื่อดูการเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทนเมื่อราคารับซื้อเปลี่ยนไป โดยมีสมมติฐานดังต่อไปนี้

- Capacity factor 15%
- สัดส่วนเงินกู้ 60% โดยไม่มีเงินอุดหนุนจากรัฐ
- อัตราดอกเบี้ย 5, 7, และ 9% ตามลำดับ

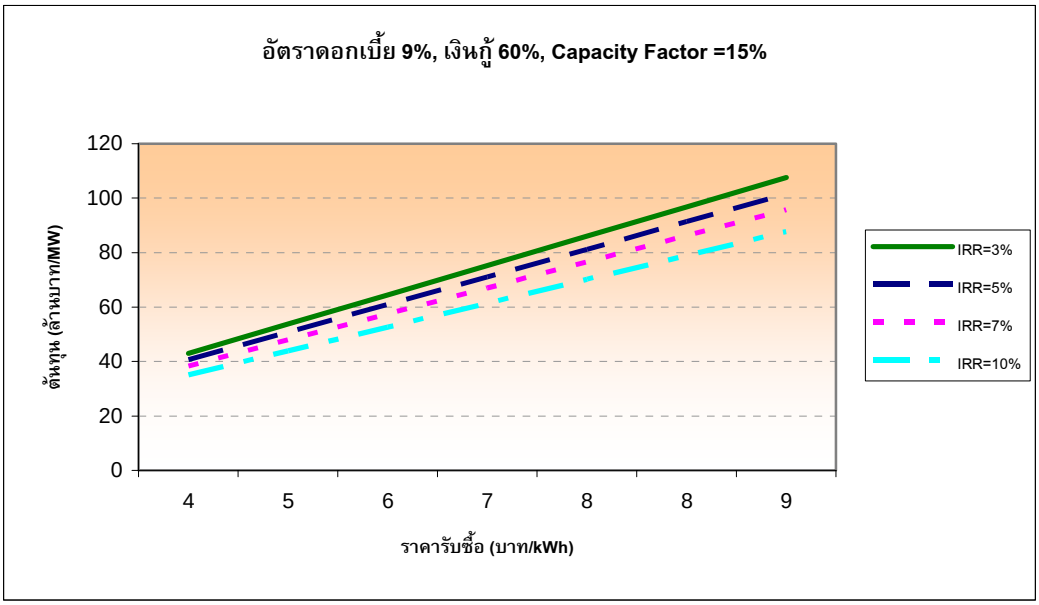
ซึ่งผลการวิเคราะห์ได้ผลดังนี้



รูปที่ 4.8-3 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 60% อัตราดอกเบี้ย 5% และ Capacity factor 15%



รูปที่ 4.8-4 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 60% อัตราดอกเบี้ย 7% และ Capacity factor 15%



รูปที่ 4.8-5 ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนของโครงการ ราคารับซื้อ และอัตราผลตอบแทนภายใน ณ ระดับเงินกู้ 60% อัตราดอกเบี้ย 9% และ Capacity factor 15%

จากรูปข้างต้นพบว่า ณ ระดับต้นทุนของโครงการที่เท่ากัน การกำหนดราคารับซื้อสูงขึ้นทำให้ IRR ของผู้ลงทุนเพิ่มขึ้น ดังเช่น การลงทุนในกังหันลมขนาด 250 kW ซึ่งมีต้นทุน 80 ล้านบาทต่อ MW อัตราดอกเบี้ย 5% ผู้ลงทุนจะรับผลตอบแทน IRR 7% และคืนทุนภายใน 12 ปี เมื่อราคารับซื้อถูกกำหนดไว้ที่ประมาณ 7 บาท ซึ่งหากรัฐรับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนระบบฯผลิตทั้งหมด การลงทุนนี้จะมีลักษณะเกือบที่จะปลอดความเสี่ยง ดังนั้นจึงถือว่า IRR ที่ 7% ดังเช่นโครงการทั่วไปเป็นผลตอบแทนที่ค่อนข้างสูง หากพิจารณา IRR ระดับต่ำลง เช่น 3% จะพบว่า ราคารับซื้อที่รัฐควรกำหนดคือประมาณ 6.1 บาท

ปัจจัยอีกประการหนึ่งที่มีผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนการลงทุนคืออัตราดอกเบี้ย การลงทุนในกรณีนี้พบว่าหากอัตราดอบเบี้ยเพิ่มขึ้นจาก 5% เป็น 7 และ 9% ราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยจะต้องเพิ่มขึ้นจาก 6.1 บาทเป็น 6.8 บาทและ 7.5 บาทตามลำดับ ดังนั้นจะเห็นว่าในกรณีนี้เมื่ออัตราดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น 2% จะมีผลทำให้ราคารับซื้อแพงขึ้นประมาณ 70 สตางค์ เพื่อทำให้ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทน IRR ที่ 3% ตามเดิม

4.8.4 ประสบการณ์การใช้เทคโนโลยีพลังงานลมเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ในส่วนของประเทศไทย มีหลายหน่วยงานเช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิต กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และหน่วยงานอื่นๆ ที่ทำการศึกษาเกี่ยวกับการนำกังหันลมมาใช้ผลิตไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่เป็นงานศึกษาโดยอาศัยข้อมูลทุติยภูมิเพื่อคำนวณและประเมินโครงการโดยอาศัยหลักการทางสถิติ อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ทดลองผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต

จากกังหันลมยี่ห้อ Nordtank รุ่น NTK 150/25 ขนาด 150 kW ซึ่งจากงานศึกษาของมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (2543) พบว่ามี Capacity Factor เท่ากับ 14% และมีค่าลงทุนประมาณ 82.3 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ ต้นทุนอื่นๆ เช่น ค่าบำรุงรักษา เท่ากับ 1.67 บาทต่อหน่วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 9.44 บาทต่อหน่วย ซึ่งจัดว่าสูงเมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิล ผลการศึกษาดังกล่าวคล้ายคลึงกับงานศึกษาของ ภมรรัตน์ ประสพโชค (2532) ซึ่งศึกษาความเป็นไปได้ในการนำพลังงานลมมาผลิตกระแสไฟฟ้า กรณีศึกษา โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลม เกาะพงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี โดยทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ ผลการศึกษาทางด้านการเงินพบว่า โครงการไฟฟ้าพลังงานลมจะให้ผลตอบแทนไม่คุ้มกันกับค่าใช้จ่ายของโครงการ คือ NPV ติดลบ และ B/C Ratio น้อยกว่า 1

นอกจากโครงการต่างๆ ที่กล่าวไปแล้วข้างต้นนั้น ที่ผ่านมายังมีข้อเสนอของภาคเอกชนในการจัดตั้ง Thailand First Wind Farm โดยบริษัท Fellow Engineering ได้เสนอติดตั้งกังหันลมกำลังการผลิต 360 MW เทียบเท่ากับโรงงานไฟฟ้าจากโรง SPP ขนาด 42.11 MW ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล และทำงานที่ 90% Load Factor โดยติดตั้งที่ชายฝั่งทะเล อ. ปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช จนถึง อ.สิงหนคร จังหวัดสงขลา แต่ปัจจุบันยังไม่มีการทำสัญญากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

4.8.5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ผู้วิจัยได้กำหนดชนิดของเทคโนโลยีพลังงานลมซึ่งแบ่งตามขนาดของกังหันลมหรือทุ่งกังหันลม และชนิดของกังหันลมดังต่อไปนี้

เทคโนโลยีที่ 1: Horizontal 3 blades wind turbine rated power less than 30 kW_e

เทคโนโลยีที่ 2: Horizontal 3 blades wind turbine rated power between 30-300 kW_e

เทคโนโลยีที่ 3: Horizontal 3 blades wind turbine, rated power between 300-700 kW_e

เทคโนโลยีที่ 4: Horizontal 3 blades wind turbine rated power higher than 700 kW_e

เทคโนโลยีที่ 5: Other type of Horizontal wind turbine (exclude 3 blades turbine)

เทคโนโลยีที่ 6: Vertical wind turbine

เทคโนโลยีที่ 7: Wind farm (Rated power greater than 10 MW) (not specific type/size)

คณะผู้วิจัยได้ทำการประมวลผลคะแนนที่ได้จากผู้เชี่ยวชาญโดยคำนวณค่าเฉลี่ยของเกณฑ์ (Criteria) แต่ละข้อ เพื่อศึกษาจุดเด่นและจุดด้อยของแต่ละเทคโนโลยีในความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญ ข้อมูลเหล่านี้จะถูกนำมาพิจารณาเพื่อหาหลักเกณฑ์ในการเลือกใช้ รวมถึงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีอย่างเหมาะสม ซึ่งจะนำไปสู่การพัฒนาและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้อย่างถูกต้อง ผลการประมวลคะแนนความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญตามหลักเกณฑ์สามารถจัดลำดับตามความสำคัญของ 7 เทคโนโลยีเป็น 2 กลุ่มดังตารางที่ 4.8-3

ตารางที่ 4.8-3 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานลม

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	▪ Horizontal 3 blades wind turbine rated power less than 30 kW_e ▪ Horizontal 3 blades wind turbine rated power between 30-300 kW_e	▪ กังหันลมขนาดเล็กมีความเหมาะสมมากกว่าขนาดใหญ่ ถึงแม้ว่าประสิทธิภาพกังหันลมขนาดใหญ่นั้นจะสูงกว่ามาก แต่ความเป็นไปได้ในใช้งานจริงนั้นค่อนข้างต่ำ นอกจากนี้ในแง่ของการพึ่งพาตนเองได้นั้น ผู้เชี่ยวชาญเห็นพ้องว่าประเทศไทยไม่มีศักยภาพเพียงพอในการผลิตกังหันลมขนาดใหญ่และกลาง
กลุ่มที่ 2	▪ Horizontal 3 blades wind turbine, rated power between 300-700 kW_e ▪ Horizontal 3 blades wind turbine rated power higher than 700 kW_e ▪ Other type of horizontal wind turbine (exclude 3 blades turbine) ▪ Vertical wind turbine ▪ Wind farm (rated power greater than 10 MW_e) (not specific type/size)	▪ ผู้เชี่ยวชาญเห็นพ้องว่าประเทศไทยไม่มีศักยภาพเพียงพอในการผลิตกังหันลมขนาดใหญ่และกลาง ▪ ผู้เชี่ยวชาญเห็นว่าการพึ่งพาตนเองโดยใช้เทคโนโลยีนี้ เป็นไปได้ค่อนข้างยาก และความยุ่งยากในการติดตั้งและใช้งานสูงเกินไป ▪ กังหันลมชนิดนี้ยังอยู่ในขั้นตอนการวิจัยและทดลองเพื่อหารูปแบบที่เหมาะสม ▪ กังหันแบบแนวตั้งนั้นยังคงต้องการการศึกษา พัฒนาและประเมินอีกต่อไป โดยเฉพาะอย่างยิ่งการพัฒนาเพื่อให้เหมาะสมกับสภาพลมและภูมิประเทศของประเทศไทย ▪ ผู้เชี่ยวชาญเห็นว่าการพึ่งพาตนเองโดยใช้เทคโนโลยีนี้ เป็นไปได้ค่อนข้างยาก และความยุ่งยากในการติดตั้งและใช้งานสูงเกินไป

4.8.5.1 สรุปจุดเด่นจุดด้อยของเทคโนโลยีต่างๆ

ตารางที่ 4.8-4 จุดเด่นจุดด้อยของเทคโนโลยีต่างๆ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย
เทคโนโลยีที่ 1: Horizontal 3 blades wind turbine rated power less than 30 kW_e	■ ติดตั้งง่าย ■ การลงทุนต่ำ ■ มีความเป็นไปได้สูงในการผลิตในประเทศ	■ ประสิทธิภาพต่ำ ■ ราคาพลังงานต่อหน่วยสูง ■ ให้พลังงานน้อย
เทคโนโลยีที่ 2: Horizontal 3 blades wind turbine rated power between 30-300 kW_e	■ ติดตั้งง่าย ■ การลงทุนค่อนข้างต่ำ ■ มีความเป็นไปได้สูงในการผลิตในประเทศ	■ ประสิทธิภาพต่ำ ■ ราคาพลังงานต่อหน่วยสูง
เทคโนโลยีที่ 3: Horizontal 3 blades wind turbine, rated power between 300-700 kW_e	■ ประสิทธิภาพสูง ■ เป็นกังหันขนาดใหญ่สุดที่สามารถติดตั้งในพื้นที่ทั่วไปโดยที่ไม่ต้องเตรียมการและเสียค่าติดตั้งสูงมาก ■ ราคาต่อหน่วยถูก	■ ต้นทุนสูง ■ ความเป็นไปได้ต่ำในการผลิตในประเทศ ■ โอกาสน้อยที่จะลดต้นทุนการผลิต
เทคโนโลยีที่ 4: Horizontal 3 blades wind turbine rated power higher than 700 kW_e	■ ประสิทธิภาพสูงมาก ■ ราคาต่อหน่วยถูก ■ ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์สูง	■ ต้นทุนสูงมาก ■ ความเป็นไปได้ต่ำมากในการผลิตในประเทศ ■ โอกาสน้อยที่จะลดต้นทุนการผลิต ■ ความยุ่งยากในการติดตั้งสูงมาก ไม่สามารถติดตั้งได้ทุกที่ ■ มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมสูง
เทคโนโลยีที่ 5: Other type of horizontal wind turbine (exclude 3 blades turbine)	■ ยังมีความเป็นไปได้สูงในการพัฒนา	■ Technology maturity ต่ำ ■ ประสิทธิภาพต่ำ
เทคโนโลยีที่ 6: Vertical wind turbine	■ ยังมีความเป็นไปได้สูงในการพัฒนา	■ Technology maturity ต่ำ ■ ประสิทธิภาพต่ำ

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย
เทคโนโลยีที่ 7: Wind farm (Rated power greater than 10 MW) (not specific type/size)	■ ประสิทธิภาพสูงมาก ■ ราคาต่อหน่วยต่ำ ■ ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์สูง ■ ให้พลังงานสูง ■ มีการใช้มากในต่างประเทศ	■ ต้นทุนสูงมาก ■ ความเป็นไปได้ต่ำมากในการผลิตในประเทศ ■ โอกาสน้อยที่จะลดต้นทุนการผลิต ■ ความยุ่งยากในการติดตั้งสูงมาก ไม่สามารถติดตั้งได้ทุกที่ ■ มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมสูง

4.9 ผลการประเมินเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์สามารถนำมาใช้ในการผลิตพลังงานได้สองรูปแบบ คือ ไฟฟ้าหรือความร้อน สามารถแบ่งตามลักษณะเทคโนโลยีได้เป็น 3 ประเภท คือ

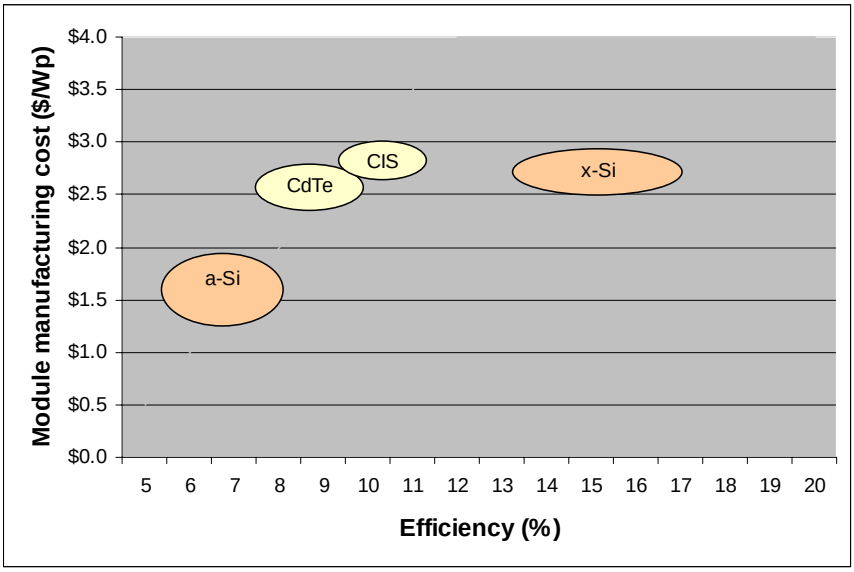
1) เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar photovoltaic) ผลิตไฟฟ้ากระแสตรงด้วยสารกึ่งตัวนำ
2) เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิสูง (Concentrating solar power) ซึ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าด้วยการขับเคลื่อนกังหันไอน้ำหรือเครื่องยนต์กังหันแก๊ส โดยใช้ความร้อนจากการรวมแสงอาทิตย์ความเข้มสูง ที่อุณหภูมิ 250-750 องศาเซลเซียส
3) เทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ (Low temperature solar thermal) ผลิตอากาศร้อน น้ำร้อนหรือไอน้ำ ทำงานที่อุณหภูมิ 50 – 250 องศาเซลเซียส

4.9.1 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic)

4.9.1.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

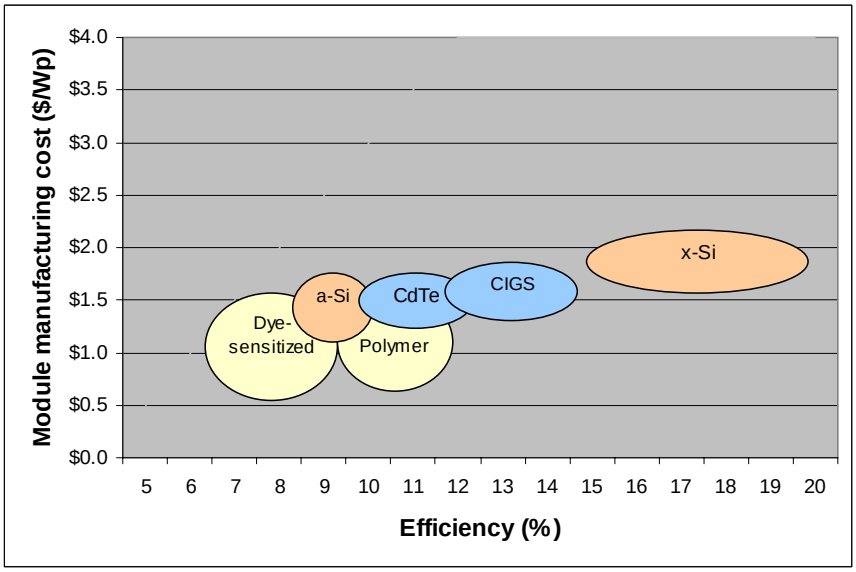
เซลล์แสงอาทิตย์เป็นการใช้สารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นกระแสไฟฟ้า สารกึ่งตัวนำที่มีการใช้มากที่สุดในปัจจุบัน คือ ซิลิคอน ซึ่งแบ่งเป็นเทคโนโลยีผลึกซิลิคอนและเทคโนโลยีฟิล์มบางอะมอร์ฟัส แต่เนื่องจากความต้องการเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว (เติบโตในอัตราเฉลี่ย 25%/ปี) ทำให้การจัดหาซิลิคอนความบริสุทธิ์สูงสำหรับผลิตเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มมีความยากลำบากมากขึ้น จึงเกิดแนวโน้มในการนำวัสดุชนิดอื่นมาใช้ทดแทน อาทิ คอปเปอร์ อินเดียม แกลเลียม หรือแม้แต่สารออร์แกนิกและโพลิเมอร์ เพื่อผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยการใช้เทคโนโลยีฟิล์มบาง และนาโนเทคโนโลยี

รูปที่ 4.9-1 แสดงประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบันและราคาต้นทุนการผลิต โดยแบ่งได้เป็นสองกลุ่ม ได้แก่ กลุ่มที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์มานาน (ผลึกซิลิคอน, x-Si และอะมอร์ฟัสซิลิคอน, a-Si) และกลุ่มที่เพิ่มเริ่มมีการผลิตเชิงพาณิชย์ (แคดเมียมเทลลูไลด์, CdTe และคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์, CIS) เทคโนโลยีผลึกซิลิคอนมีประสิทธิภาพสูงที่สุด แต่ก็มีต้นทุนสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นเช่นกัน ส่วน CdTe และ CIS มีประสิทธิภาพที่สูงกว่า a-Si แต่เนื่องจากยังไม่มีการผลิตอย่างแพร่หลาย ต้นทุนจึงค่อนข้างสูง คาดการณ์ว่าเมื่อมีการผลิตมากขึ้นจะทำให้สามารถลดต้นทุนการผลิตลงได้อีกมาก เมื่อคิดต้นทุนการผลิตต่อหน่วย ประสิทธิภาพ x-Si จะต่ำสุด ตามด้วย a-Si และกลุ่ม CdTe และ CIS



รูปที่ 4.9-1 ประสิทธิภาพของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ ในปัจจุบัน

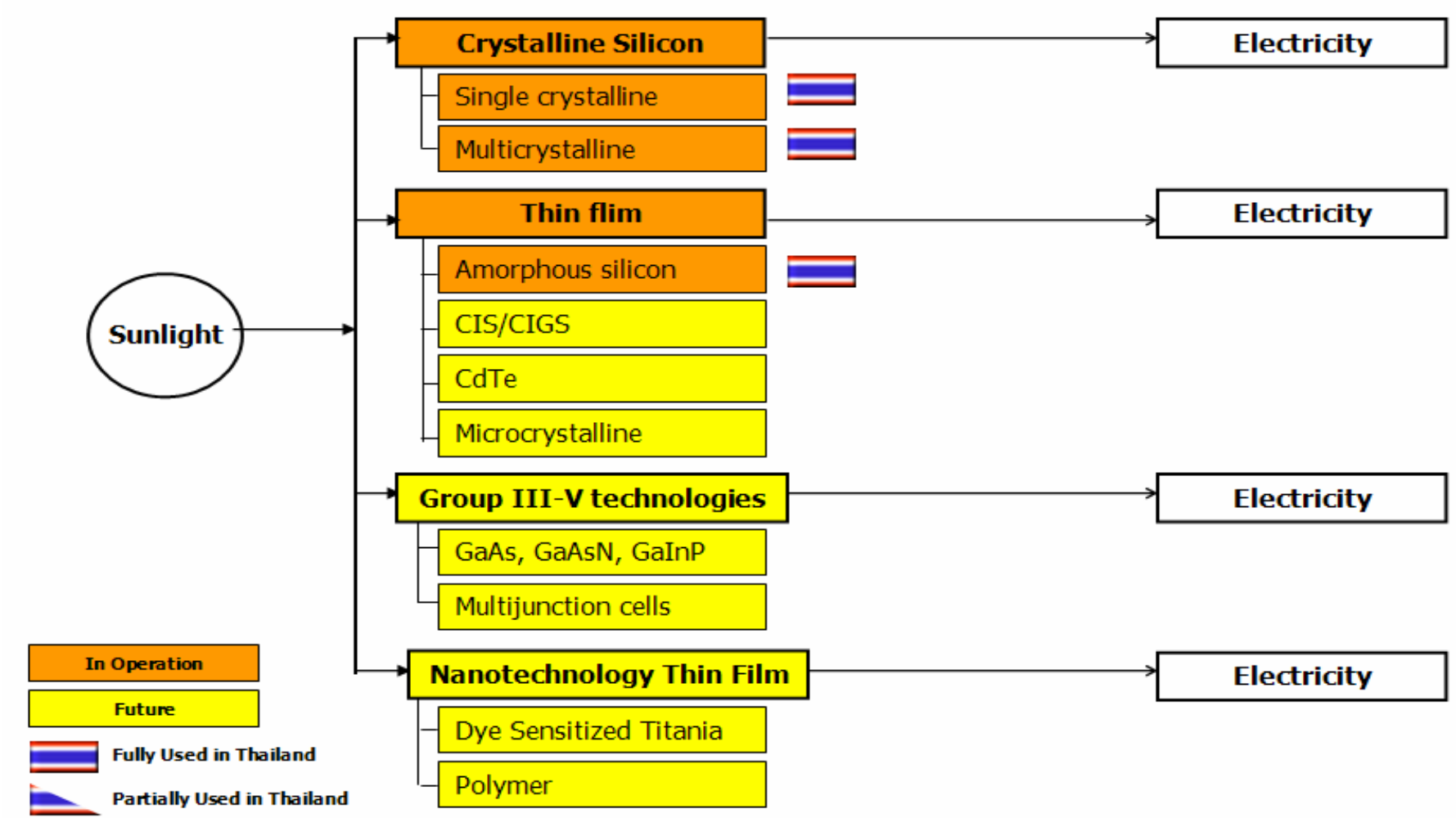
เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเทคโนโลยีที่มีการค้นคว้าวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและต้นทุนการผลิตต่ำลง ดังจะเห็นได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันที่ต้นทุนเพียง 1 ใน 3 ของต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในช่วงสิบปีที่แล้ว ใน 10 -15 ปี ข้างหน้า เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์จึงน่าจะมีต้นทุนที่ต่ำลง และมีเทคโนโลยีใหม่ ที่น่าจะมีการผลิตเชิงพาณิชย์ได้ในอนาคต ดังแสดงในรูปที่ 4.9-2



รูปที่ 4.9-2 คาดการณ์ประสิทธิภาพของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ใน 10-15 ปีข้างหน้า

ตารางที่ 4.9-1 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
1.Crystalline silicon		
▪ Single crystalline (Market efficiency = 14-18%, Lab champion cell eff = 24.1%)	▪ ใช้อย่างแพร่หลาย	▪ มีการใช้
▪ Multicrystalline (Market efficiency = 12-14%, Lab champion cell eff = 21.2%)	▪ ใช้อย่างแพร่หลาย	▪ มีการใช้
2.Thin flim		
▪ Amorphous Silicon (Market efficiency = 6-8%, Lab champion cell eff = 12.1%)	▪ ใช้อย่างแพร่หลาย	▪ มีการใช้
▪ CIS/CIGS (Market efficiency = 11%, Lab champion cell eff = 19.5%)	▪ เริ่มมีการผลิตเชิงพาณิชย์ แต่ยังไม่แพร่หลาย	▪ ยังไม่มีการใช้
▪ CdTe (Market efficincy = 9.3%, Lab champion cell eff = 16.5%)	▪ เริ่มมีการผลิตเชิงพาณิชย์ แต่ยังไม่แพร่หลาย	▪ ยังไม่มีการใช้
3.Group III-V technologies (concentrate)		
▪ GaAs, GaAsN, GaInP	▪ ยังอยู่ในขั้นการพัฒนาและสาธิต	▪ ยังไม่มีการใช้
▪ Multijunction cells	▪ ยังอยู่ในขั้นการพัฒนาและสาธิต	▪ ยังไม่มีการใช้
4.Nanotechnology		
▪ Dye Sensitized	▪ ยังอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนา	▪ ยังไม่มีการใช้
▪ Polymer/nanoparticle composite	▪ ยังอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนา	▪ ยังไม่มีการใช้
▪ Quantum Dot	▪ ยังอยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนา	▪ ยังไม่มีการใช้



รูปที่ 4.9-3 Photovoltaic Technology Overview

4.9.1.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังนี้

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
Crystalline Silicon (Single and multi) ประสิทธิภาพ - Market eff = 12-18%, - Champion cell eff = 21.2 - 24.1% (Laboratory) ระดับการพัฒนา - Maturity level* = 72% - อายุเทคโนโลยี ~ 50 ปี	■ ในปัจจุบัน ประสิทธิภาพของแผงทางพาณิชย์สูงกว่าเทคโนโลยีอื่น ■ ระดับ Maturity ใกล้ถึงจุดสูงสุด	■ ทำงานได้ไม่ดีที่ช่วงความเข้มแสงต่ำ ทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกเมื่อมีเมฆบัง ■ ต้นทุนสูงจากการใช้ซิลิคอนปริมาณมาก (40% ของต้นทุนการผลิต) ■ ระดับ Maturity สูงแล้ว ทำให้ไม่สามารถลดต้นทุนการผลิตลงได้มากนัก แม้ว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตสูงขึ้น ■ มีปัญหาประสิทธิภาพลดลงเมื่ออุณหภูมิใช้งานสูงขึ้น มากกว่าเทคโนโลยีชนิดอื่น
Amorphous Silicon ประสิทธิภาพ - Market eff = 6-8%, - Champion cell eff = 12.1% (Laboratory) ระดับการพัฒนา - Maturity level* = 67% - อายุเทคโนโลยี ~ 30 ปี	■ มีต้นทุนค่อนข้างต่ำ ■ สามารถทำงานได้ที่ความเข้มแสงต่ำ ทำให้ผลิตไฟฟ้าได้แม้มีแสงน้อย	■ ประสิทธิภาพต่อนข้างต่ำ คาดว่าไม่สามารถพัฒนาได้เกิน 10% ในการผลิตใช้งานจริง ■ มีปัญหาประสิทธิภาพเสื่อมจาก staebler-wrongski effect ทำให้ประสิทธิภาพเสื่อมลงอย่างรวดเร็วใน 3 เดือนแรก และเสื่อมลงช้าๆ ตลอดช่วงอายุใช้งาน
CIS/CIGS ประสิทธิภาพ - Market eff = 11%, - Champion cell eff = 19.5% (Laboratory) ระดับการพัฒนา - Maturity level* = 56% - อายุเทคโนโลยี ~ 30 ปี	■ มีแนวโน้มผลิตได้ต้นทุนต่ำลง ■ ประสิทธิภาพค่อนข้างสูง ใกล้เคียงกับเทคโนโลยีผลึกซิลิคอน และสูงกว่าเทคโนโลยีฟิล์มบางชนิดอื่น ■ แผงมีเสถียรภาพ ไม่พบปัญหาประสิทธิภาพเสื่อมเช่นเทคโนโลยีฟิล์มบางชนิดอื่น	■ ต้นทุนการผลิตสูงกว่าเทคโนโลยีฟิล์มบางชนิดอื่น ■ เทคโนโลยีกำลังเริ่มเข้าสู่ขั้นเชิงพาณิชย์ ในด้านการผลิตอาจมีปัญหา start-up problem ในเชิง high-yield, high efficiency
CdTe ประสิทธิภาพ - Market eff = 9.3%, - Champion cell eff = 16.5% (Laboratory)	■ มีประสิทธิภาพค่อนข้างสูง ■ มีแนวโน้มสามารถลดต้นทุนการผลิตได้ต่ำกว่าปัจจุบันและต่ำกว่า CIS/CIGS	■ มีการใช้แคดเมียม แม้ในปริมาณน้อยมาก แต่เนื่องจากเป็นสารพิษ จึงมีข้อกังวลเรื่องสุขภาพและสิ่งแวดล้อม ■ เทคโนโลยีกำลังเริ่มเข้าสู่ขั้นเชิงพาณิชย์ อาจมีปัญหาด้าน

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
<u>ระดับการพัฒนา</u> - Maturity level* = 56% - อายุเทคโนโลยี ~ 30 ปี		เสถียรภาพของแผง เช่นเดียวกับที่อะมอร์ฟัส ประสบในช่วงแรก (start-up problem)
Dye-Sensitized Titania <u>ประสิทธิภาพ</u> - Market eff = N/A - Champion cell eff = 11% (Laboratory) <u>ระดับการพัฒนา</u> - Maturity level = N/A - อายุเทคโนโลยี ~ 20 ปี	■ มีประสิทธิภาพค่อนข้างสูง ■ ต้นทุนผลิตต่ำ จากการใช้วัสดุราคาถูก	■ ยังอยู่ในช่วงพัฒนา เซลล์ยังไม่เสถียร มีอายุสั้น
Polymer / nanoparticle composite cells <u>ประสิทธิภาพ</u> - Market eff = N/A - Champion cell eff = 3.5% (Laboratory) <u>ระดับการพัฒนา</u> - Maturity level = N/A - อายุเทคโนโลยี ~ 15 ปี	■ มีประสิทธิภาพค่อนข้างสูง ในทางทฤษฎีสามารถสูงถึง 30% คาดการณ์ว่าการผลิตจริงในอนาคตจะมีประสิทธิภาพประมาณ 10-15% ■ ใช้วัตถุดิบราคาถูก มีต้นทุนต่ำ	■ ยังอยู่ในช่วงพัฒนา เซลล์ยังมีอายุสั้น
Concentrated group III-V technologies <u>ประสิทธิภาพ</u> - Market eff = N/A - Champion cell eff = 34% <u>ระดับการพัฒนา</u> - Maturity level = N/A - อายุเทคโนโลยี ~ 20 ปี	■ มีประสิทธิภาพสูงมาก ■ ใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อย ■ ใช้เลนส์ในการรวมแสงทำให้ใช้วัสดุสารกึ่งตัวนำน้อย	■ ยังอยู่ในช่วงสาธิต ■ มีราคาสูง ■ ต้องใช้อุปกรณ์หันตามแสงและควบคุมเพื่อรวมแสง

หมายเหตุ * Maturity level วัดจากอัตราส่วนประสิทธิภาพเชิงพาณิชย์ต่อประสิทธิภาพสูงสุดที่ได้ในห้องปฏิบัติการ โดยตั้งสมมติฐานว่า 80% เป็นระดับที่มี Maturity สูงสุด

4.9.1.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ตารางที่ 4.9-2 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลาย

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. Single Crystalline	<u>ต้นทุนแผง</u> ■ 3.33 USD/Wp* <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ■ โครงการ Grid-connect ของกฟภ. เฟส 1 ขนาด 2.25 kW จำนวน 8 หลัง ■ ราคาแผง 135 บาท/Wp ■ ราคารวมทั้งระบบ 212 บาท/Wp ■ ผลิตไฟฟ้า 1,000-1,100 kWh/kWp/Yr ■ ต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้ 9.6 บาท/kWh** ■ ระยะเวลาคืนทุน 35 ปี***	■ มีศักยภาพใช้งานสำหรับพื้นที่ห่างไกลสายส่ง อาทิ พื้นที่เกาะ เพื่อผลิตไฟฟ้าแทนการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงดีเซล
2. Multicrystalline	<u>ต้นทุนแผง</u> ■ 2.92 USD/Wp* <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ■ โครงการโรงไฟฟ้า Grid-connect ของกฟผ. จ. แม่ฮ่องสอน ขนาด 504 kWp ■ ราคารวมทั้งระบบ 371 บาท/Wp ■ ผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 1,303 kWh/kWp/Yr ■ ต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้ 14.3 บาท/kWh** ■ ระยะเวลาคืนทุน44 ปี***	■ มีศักยภาพใช้งานสำหรับพื้นที่ห่างไกลสายส่ง อาทิ พื้นที่เกาะ เพื่อผลิตไฟฟ้าแทนการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงดีเซล
3. Amorphous	<u>ต้นทุนแผง</u> ■ 2.00 USD/Wp* <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ■ โครงการ Grid-connect ของกฟภ. เฟส 1 และ 2 ■ เฟส 1 ขนาด 2.88 kW จำนวน 2 หลัง ■ เฟส 2 ขนาด 3.016 kW จำนวน 14 หลัง ■ ราคาแผง 177 บาท/Wp (เฟส 1) และ 120 บาท/Wp (เฟส 2) ■ ราคารวมทั้งระบบ 239 บาท/Wp (เฟส 1) และ 184 บาท/Wp (เฟส 2) ■ ผลิตไฟฟ้า 1,200 kWh/kWp/Yr (เฟส 1) ■ ต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้ 7-8 บาท/kWh** ■ ระยะเวลาคืนทุน 30-32 ปี***	■ มีศักยภาพใช้งานสำหรับพื้นที่ห่างไกลสายส่ง อาทิ พื้นที่เกาะ เพื่อผลิตไฟฟ้าแทนการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื้อเพลิงดีเซล

หมายเหตุ * ข้อมูลคาดการณ์ราคาปี 2005 (Paul Maycock, 2002)

** คำนวณที่อายุระบบทั้งหมด 20 ปี ยังไม่ได้รวมค่าซ่อมบำรุงและเปลี่ยนอุปกรณ์ในช่วงอายุใช้งาน

*** คำนวณระยะเวลาคืนทุน โดยกำหนดให้ค่าไฟฟ้าปัจจุบัน 3.2 บาท/kWh และมีอัตราเพิ่มขึ้น 3% ต่อปี

4.9.1.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ในบริบทของประเทศไทย ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ ในแง่ความพร้อมที่จะนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์โดยคำนึงถึงทั้งความน่าเชื่อถือ ประสิทธิภาพ และราคา พบว่าในระยะใกล้ถึงกลาง เทคโนโลยีที่น่าจะนำมาใช้มากที่สุด คือ Amorphous ส่วนในระยะยาวสิบปีข้างหน้า เทคโนโลยี CIS/CIGS มีแนวโน้มที่จะมาแทนที่อะมอร์ฟัส เพราะสามารถผลิตด้วยต้นทุนต่ำและมีประสิทธิภาพสูงกว่า ทั้งนี้ ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีแบ่งออกได้เป็น 4 กลุ่ม ดังตารางที่ 4.9-3

ตารางที่ 4.9-3 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	▪ Amorphous ▪ CIS/CIGS	▪ เทคโนโลยีอะมอร์ฟัสเป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาเชิงพาณิชย์มานานกว่า 20 ปี ต้นทุนค่อนข้างต่ำ แต่มีประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำเช่นกัน บางบริษัทเริ่มหยุดสายการผลิตอะมอร์ฟัส (BP, Dunasolar) อย่างไรก็ตาม อุปกรณ์เครื่องจักรบางส่วนที่ใช้ผลิตอะมอร์ฟัสสามารถใช้ผลิต CIS/CIGS ได้ ▪ เทคโนโลยี CIS/CIGS แม้มีการคิดค้นพัฒนาด้วยระยะเวลาใกล้เคียงกับอะมอร์ฟัส แต่ที่ผ่านมายังไม่สามารถผลิตเชิงพาณิชย์ได้เนื่องจากปัญหาด้านเสถียรภาพของแผงและปัญหาการผลิตในระยะแรก อย่างไรก็ดี ด้วยการวิจัยพัฒนา ทำให้ CIS/CIGS ลดปัญหาเหล่านี้ได้และมีแนวโน้มจะแซงอะมอร์ฟัสได้ในอนาคตอันใกล้ ▪ เทคนิควิธีที่แต่ละบริษัทพัฒนาเพื่อเพิ่ม yield และลดต้นทุน อาทิ high rate evaporation, spraying, screen printing, electrodeposition ทำให้เทคโนโลยีฟิล์มบางสามารถลดขั้นตอนการผลิตและมีโอกาสลดต้นทุนได้มาก
กลุ่มที่ 2	▪ Crystalline Silicon	▪ เทคโนโลยีผลึกซิลิคอนทั้งแบบผลึกเดี่ยวและมัลติสามารถครองตลาดได้มากกว่า 90% ในปัจจุบัน เนื่องจากมีการผลิตเชิงพาณิชย์มานาน ▪ ข้อจำกัดด้านวัตถุดิบซิลิคอนความบริสุทธิ์สูงที่ใช้ในการผลิตเริ่มไม่เพียงพอกับความต้องการของตลาด ทำให้แต่ละบริษัทคาดว่าจะไม่สามารถขยายกำลังการผลิตแผงชนิดผลึกซิลิคอนได้เกินกว่า 1 GWp/ปี/บริษัท ▪ ด้วยข้อจำกัดด้านการจัดหาและราคาต้นทุนวัตถุดิบซิลิคอน ทำให้คาดว่าเทคโนโลยีผลึกซิลิคอนจะมีส่วนแบ่งทางตลาดน้อยลงในอนาคต (ลดลงเป็น 60-70% ของส่วนแบ่งทางตลาดใน 10 ปีข้างหน้า)
กลุ่มที่ 3	▪ Polymer ▪ Dye-sensitised	▪ โพลิเมอร์และดายเซนซิไทซ์จัดอยู่ในกลุ่มฟิล์มบางเช่นกัน แต่เป็นการใช้เทคโนโลยีระดับนาโนและใช้วัตถุดิบราคาถูก สามารถพัฒนาการผลิตโดยใช้เทคนิคการพิมพ์วัสดุลงบนแผ่นรองรับอย่างต่อเนื่อง โดยไม่ต้องใช้ห้องแรงดันเช่นเดียวกับเทคโนโลยีฟิล์มบางชนิดอื่น ทำให้สามารถผลิตได้ด้วยต้นทุนต่ำมาก คาดการณ์ว่าอาจมีต้นทุนเพียง 0.5-1.5 $/Wp ในอนาคต ▪ ในปัจจุบัน เซลล์ที่พัฒนาได้ยังไม่เสถียรพอที่จะผลิตเชิงพาณิชย์
กลุ่มที่ 4	▪ Multijunction group III-V	▪ เดิมเป็นการพัฒนาเพื่อใช้งานในอวกาศ เมื่อพัฒนามาใช้บนพื้นโลกจึงใช้เลนส์รวมแสงเพื่อเพิ่มความเข้มแสง ระบบสาธิตทดสอบประสิทธิภาพได้สูงถึง 34% ▪ ในปัจจุบันยังอยู่ในขั้นพัฒนาสาธิต หากมีการใช้เชิงพาณิชย์ คาดว่าจะเป็นการติดตั้งแบบโรงผลิตไฟฟ้า ไม่เหมาะกับการใช้งานกับครัวเรือน

4.9.1.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

ในปัจจุบัน การใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้ายังไม่คุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้มีราคาสูงกว่าราคาไฟฟ้าทั้งจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและจากพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่นมาก

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์	
ประเภท	ปัญหา / อุปสรรค
เทคนิค	■ อุปกรณ์ส่วนควบที่ผลิตในประเทศยังด้อยคุณภาพ (Charge controller, Inverter) ■ ช่างเทคนิคขาดความรู้ด้านการติดตั้งและบำรุงรักษา
เศรษฐศาสตร์	■ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามีราคาสูงกว่าพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น ■ ระยะเวลาคืนทุนนานกว่าช่วงอายุใช้งานของระบบ
กฎระเบียบ	■ ขั้นตอนขออนุมัติในการขายไฟฟ้าส่วนเกินมีความซับซ้อน
การตลาด	■ ขาดมาตรการจูงใจผู้ใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ อาทิ สิทธิพิเศษทางภาษี

4.9.1.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

เนื่องจากเทคโนโลยีฟิล์มบาง เป็นเทคโนโลยีที่คาดว่าจะมีการนำมาใช้มากขึ้นในอนาคต ในขณะที่เทคโนโลยีผลึกซิลิคอนคาดว่าจะยังคงมีการใช้ต่อไปเป็นส่วนมาก ในที่นี้จึงกล่าวถึงช่องว่างองค์ความรู้ในทางสากลและขีดความสามารถในการผลิตและใช้งานภายในประเทศ เฉพาะเทคโนโลยีสองประเภทดังกล่าวเท่านั้น

ตารางที่ 4.9-4 สถานะภาพการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยี Thin Film

เทคโนโลยีที่ 1 : Thin Film			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1.การพัฒนาเทคนิควิธีเพื่อลดขั้นตอนและลดต้นทุนในการผลิต	▪ การพัฒนาเทคนิควิธีเพื่อเพิ่ม yield และลดต้นทุน อาทิ high rate evaporation, spraying, screen printing, electrodeposition	▪ มีการวิจัยและพัฒนา การผลิต thin film โดยใช้เทคนิค roll-to-roll โดย สวทช ▪ ศูนย์ไมโครอิเลกทรอนิกส์มีเครื่องมือและเครื่องจักรที่สามารถนำมาใช้ในการวิจัยได้	**M**
2.การเพิ่มประสิทธิภาพ Thin film PV ที่ใช้ซิลิคอน	▪ การวิจัยพัฒนา microcrystalline thin film และ hybrid amorphous /crystalline	▪ สวทช. มีการวิจัยมาอย่างต่อเนื่องและในขณะนี้อยู่ในระหว่างการพัฒนาในเชิงพาณิชย์	**H**
3.การวิจัยและพัฒนาการผลิต CIS	▪ การวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิต CIS	▪ มีการวิจัยในระดับห้องปฏิบัติการในมหาวิทยาลัยบางแห่ง	**L**
4.การวิจัยและพัฒนาการผลิต CdTe	▪ การวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิต CdTe	▪ ยังไม่มีการวิจัยในเรื่องนี้	**L**

ตารางที่ 4.9-5 สถานะภาพการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยี Crystalline Silicon

เทคโนโลยีที่ 2 : Crystalline Silicon			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1.Innovative approaches to crystal growth methods for higher efficiency, reduce energy and material consumption.	▪ การวิจัยพัฒนาเทคนิควิธีการปลูกผลึกซิลิคอนที่ใช้พลังงานและเนื้อซิลิคอนน้อยลงและมีประสิทธิภาพสูงขึ้น อาทิ thin-layer silicon on metallurgical-grade silicon substrates, thin-layer silicon on glass, silicon filament solar cells, and innovative single-crystal silicon growth from cold crucibles	▪ มีการศึกษาวิจัยในศูนย์วิจัยบางแห่ง อาทิ การปลูกฟิล์มบางซิลิคอนผลึกเดี่ยว (MTEC) และการใช้เซรามิกส์เป็นแผ่นฐานรองเซลล์แสงอาทิตย์ (MTEC)	**M**
2.Silicon defect and impurity studies	▪ การศึกษาผลกระทบจาก low-cost silicon feedstock และการปลูกผลึกในอุตสาหกรรม เพื่อหาวิธีเพิ่มประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทตย์	▪ ยังไม่มีการศึกษาในเรื่องนี้	**L**

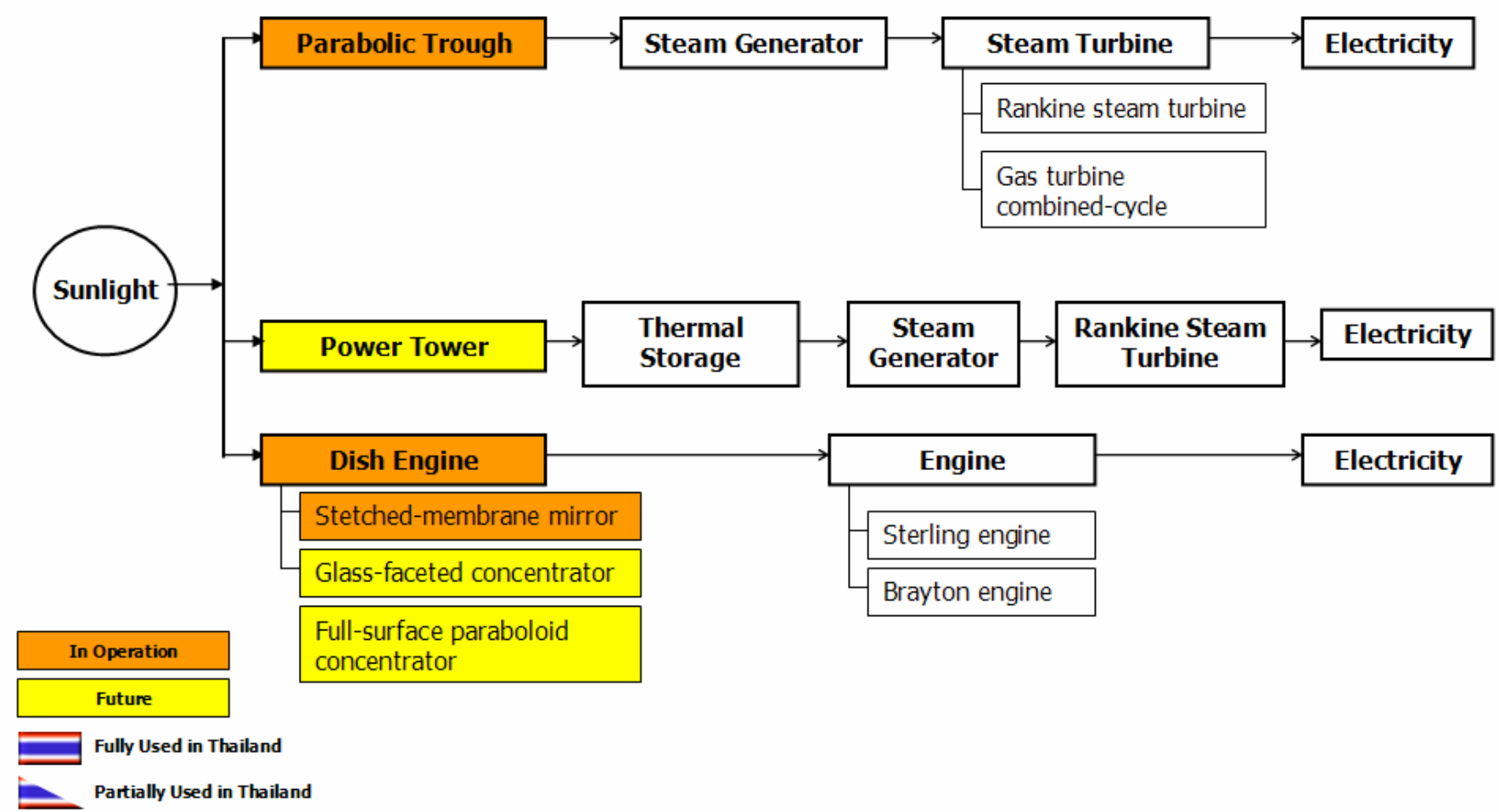
4.9.2 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากความร้อนอุณหภูมิสูงด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (Concentrating Solar Power - CSP)

4.9.2.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

การใช้ความร้อนอุณหภูมิสูงจากการรวมแสงอาทิตย์ด้วยกระจกเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยทั่วไปเรียกว่า Concentrating Solar Power (CSP) เทคโนโลยีชนิดนี้ประกอบไปด้วยสองส่วนหลัก คือ ส่วนรวมความเข้มแสงเพื่อเปลี่ยนเป็นความร้อนที่อุณหภูมิสูง และส่วนแปลงความร้อนเพื่อผลิตไฟฟ้า การจำแนกประเภทของเทคโนโลยีใช้ส่วนรวมความเข้มแสงเป็นหลัก โดยแบ่งเป็นการรวมความเข้มแสงแบบราง (Parabolic trough) แบบหอคอย (Tower Power) และแบบจานพาราโบลา (Parabolic dish) เนื่องจากประสิทธิภาพของระบบรวมความเข้มแสงขึ้นอยู่กับรังสีแสงอาทิตย์ที่ได้รับ เทคโนโลยีชนิดนี้จึงมีความเหมาะสมใช้งานในบริเวณที่ได้รับรังสีแสงอาทิตย์ตรง (Direct solar radiation) สูง เช่น ทะเลทราย

ตารางที่ 4.9-6 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
1. Parabolic trough	▪ มีการผลิตเชิงพาณิชย์ แต่ไม่แพร่หลาย	▪ ยังไม่มีการใช้
2. Tower Power System	▪ ยังอยู่ในขั้นการพัฒนาและสาธิต	▪ ยังไม่มีการใช้
3. Dish / Engine system	▪ มีการผลิตเชิงพาณิชย์ แต่ไม่แพร่หลาย	▪ ยังไม่มีการใช้



รูปที่ 4.9-4 Concentrating Solar Power Technology Overview

4.9.2.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิสูงแต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือจุดเด่น/จุดด้อย ดังนี้

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิสูงแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
Parabolic trough Size 30-320 MW_e Operating Temperature 390°C Annual Capacity Factor 23-50% Peak Efficiency 20% Net Annual Efficiency 11-16%	▪ มีการผลิตจำหน่ายเชิงพาณิชย์มานานถึง 20 ปี จึงมี maturity สูง ▪ ในปัจจุบัน เป็นเทคโนโลยีที่ผลิตไฟฟ้าได้ด้วยต้นทุนต่ำที่สุด ▪ สามารถใช้งานผสมผสานร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล (ก๊าซธรรมชาติ/ถ่านหิน) หรือใช้ทำงานเสริมกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ ▪ มีระบบเก็บกักความร้อน โดยใช้เกลือเหลว (Molten salt) ได้ 6 ชั่วโมง	▪ คาดการณ์ว่าราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Parabolic trough ในอนาคต มีแนวโน้มสูงกว่าเทคโนโลยีชนิดอื่น เนื่องจากมีความสามารถในการรวมแสงต่ำ จึงทำให้มีประสิทธิภาพต่ำกว่าชนิดอื่น ▪ ต้องใช้น้ำมากสำหรับ Cooling tower ใน Rankine cyle ซึ่งเป็นปัญหาสำหรับระบบที่โดยมากติดตั้งในเขตทะเลทราย
Power tower Size 10-200 MW_e Operating Temperature 565°C Annual Capacity Factor 20-65% Peak Efficiency 23% Net Annual Efficiency 7-20%	▪ มีระบบเก็บกักความร้อน (Thermal storage) ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าในช่วงที่ไม่มีแสงแดด และจ่ายไฟฟ้าตามความต้องการได้อย่างทันที (Dispatchability) ▪ สามารถออกแบบให้สำรองความร้อนไว้ใช้ผลิตไฟฟ้าได้มากถึง 13 ชั่วโมง ทำให้มี Annual capacity factor สูงถึง 65%	▪ ใช้พื้นที่มาก ▪ ต้องมีขนาดกำลังการผลิตสูง จึงจะมีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ ▪ มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูง ▪ ต้องใช้น้ำมากสำหรับ Cooling tower ใน Rankine cyle ซึ่งเป็นปัญหาสำหรับระบบที่โดยมากติดตั้งในเขตทะเลทราย
Dish/Engine Size 5-25 MW_e Operating Temperature 750°C Annual Capacity Factor 25% Peak Efficiency 29.4% Net Annual Efficiency 12-25%	▪ มีประสิทธิภาพในการรวมแสงสูงทำให้ประสิทธิภาพของระบบสูง และไฟฟ้าที่ผลิตได้มีต้นทุนต่ำ ▪ ระบบประกอบกันเป็นส่วนเดียว (Modular) ทำให้สามารถติดตั้งได้ง่ายกว่าเทคโนโลยีชนิดอื่น ▪ ใช้พื้นที่น้อย (12,000-16,000 ตารางเมตร/MWe)	▪ เครื่องยนต์ Sterling ต้องอุ่นเครื่องก่อนที่จะให้กำลังงาน ▪ เครื่องยนต์ Sterling ยังมีปัญหาด้านการ Hybrid กับระบบเชื้อเพลิงฟอสซิล

4.9.2.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ตารางที่ 4.9-7 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลาย

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. Parabolic trough	<u>กรณีศึกษาในต่างประเทศ</u> โครงการ SEGS โดยบริษัท Luz ■ ขนาด 80 MWp และ Hybrid กับก๊าซธรรมชาติ ■ ติดตั้งในรัฐเนวาด้า รังสีแสงอาทิตย์ 2,694 kWh/m^2/yr ■ ราคารวมทั้งระบบ 228.6 ล้านเหรียญสหรัฐ ■ จำนวนชั่วโมงทำงาน 4,238 ชั่วโมง/ปี ■ ผลิตไฟฟ้า 256 GWh/Yr ■ LEC= 0.09 USD/kWh*	■ มีศักยภาพการใช้งานเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เชื่อมต่อกริด ติดตั้งในเขตทะเลทราย อาทิ บางรัฐในสหรัฐอเมริกา เมกซิโก แอฟริกาตอนเหนือ อินเดีย
2. Power Tower	<u>กรณีศึกษาในต่างประเทศ</u> โครงการ Solar Two ■ ขนาด 10 MW_e ■ ติดตั้งที่รัฐแคลิฟอร์เนีย ■ ราคา 48.5 ล้านเหรียญสหรัฐ ■ ราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้ ~ 0.12-0.14 USD/kWh	■ มีศักยภาพการใช้งานเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เชื่อมต่อกริด ติดตั้งในเขตทะเลทราย อาทิ บางรัฐในสหรัฐอเมริกา เมกซิโก แอฟริกาตอนเหนือ อินเดีย
3. Dish/Engine	<u>กรณีศึกษาในต่างประเทศ</u> โครงการ UNLV- SAIC Demonstration ■ ขนาด 25 MW_e ■ ติดตั้งที่รัฐเนวาด้า ■ ผลิตไฟฟ้า 43,900 kWh/yr ■ ราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้ ~ 0.10-0.12 USD/kWh	■ มีศักยภาพใช้งานได้ทั้งแบบเชื่อมต่อสายส่งและแบบ stand alone สำหรับไฟฟ้าระดับหมู่บ้าน

หมายเหตุ * LEC parameter (expected life time = 25 yr, annual depreciation rate 6.7%, annual discuount rate 8%, annual insurance rate = 1%, annual income tax rate = 0%)

4.9.2.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ประเทศไทยมีภูมิอากาศแบบร้อนชื้นจึงมีความเข้มรังสีตรงค่อนข้างต่ำ เทคโนโลยี CSP มีศักยภาพการใช้งานค่อนข้างจำกัด เนื่องจาก ต้นทุนของไฟฟ้าที่ผลิตได้ในภูมิอากาศเช่นนี้จะสูงกว่าการผลิตในเขตทะเลทราย เนื่องจากระบบทำงานที่ประสิทธิภาพต่ำกว่า อย่างไรก็ตามบางพื้นที่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยมีความเข้มรังสีตรงค่อนข้างสูง จึงอาจมีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ได้ในอนาคต ในการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี แม้ว่า Parabolic trough จะมีราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำที่สุด แต่เนื่องจากประเทศไทยมีข้อจำกัดด้านพื้นที่ โดยมากเป็นพื้นที่เพาะปลูกที่มีคุณค่าทางเศรษฐศาสตร์ เทคโนโลยี Dish/Engine ซึ่งใช้พื้นที่น้อย จึงมีความสำคัญเป็นลำดับแรกในบริบทของประเทศไทย

ตารางที่ 4.9-8 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิสูง

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	▪ Dish engine	▪ มีต้นทุนผลิตไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ แข่งขันได้กับไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในบางประเทศ ▪ เนื่องจากเทคโนโลยี Dish engine ใช้เครื่องยนต์ระบบ Sterling ซึ่งเป็นเครื่องยนต์สันดาปภายนอก มีปัญหาด้านการ Hybrid กับเครื่องยนต์สันดาปภายในทำให้มีข้อจำกัดในการใช้ความร้อนร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยการเสริมตัวรับความร้อนไม่สามารถทำได้ที่เครื่องยนต์ Sterling ได้โดยตรง ทำให้ต้องมีระบบรับความร้อนจาก 2 แหล่ง และต้องใช้ความร้อนจากแหล่งใดแหล่งหนึ่ง ไม่สามารถใช้พร้อมกันได้ ▪ เริ่มมีการพัฒนาจำหน่ายเชิงพาณิชย์ โดยในเดือนสิงหาคมปี 2005 บริษัท Southern California Edison (SCE) ตกลงรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากบริษัท Sterling Energy System เป็นระยะเวลา 20 ปี จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Sterling engine ขนาด 500 MW
กลุ่มที่ 2	▪ Parabolic trough	▪ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำสามารถ แข่งขันได้กับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ในบางพื้นที่เป็นเขตทะเลทราย ▪ เริ่มมีการจำหน่ายเชิงพาณิชย์ได้ โดยบริษัท Pacific Gas&Electric ซึ่งเป็นบริษัท Utility ในแคลิฟอร์เนีย ทำสัญญารับซื้อไฟฟ้า จากโรงไฟฟ้า Parabolic trough ขนาด 500 MW_e บริษัท LUZ ในเดือนสิงหาคม 2006 โดยจะเริ่มรับซื้อในปี 2010
กลุ่มที่ 3	▪ Power Tower	▪ ราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงกว่าเทคโนโลยีอื่น ▪ ในปัจจุบัน มีเพียงโครงการพัฒนาสาธิตที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล ยังไม่มีการจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ ▪ โครงการ Solar Tres ในประเทศสเปน ได้รับเงินสนับสนุนจากสหภาพยุโรป มีการก่อสร้างล่าช้าไปจากกำหนดเดิม (2003-2006) โดยในปัจจุบันยังไม่แล้วเสร็จ เนื่องจากปัญหาภายในบริษัท Boeing ซึ่งเป็นผู้พัฒนาระบบ

4.9.2.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

องค์ประกอบของความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ ในการใช้แสงอาทิตย์ความร้อนสูงเพื่อผลิตไฟฟ้า ได้แก่ (1) พื้นที่บริเวณกว้างที่ไม่สามารถทำการเกษตรหรือใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้ (2) มีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์สูง และ(3) มีค่าไฟฟ้าสูง แต่เนื่องจากประเทศไทยขาดองค์ประกอบหลักเหล่านี้ ทั้งยังไม่มีความรู้ความชำนาญในเทคโนโลยี จึงทำให้ CSP เป็นเทคโนโลยีที่มีลำดับความสำคัญน้อยกว่าเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้ระบบ CSP	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ เทคโนโลยี CSP ยังไม่เป็นที่แพร่หลายในประเทศไทย ทำให้ขาดผู้ที่มีความเชี่ยวชาญและประสบการณ์ ▪ เทคโนโลยี CSP เป็นการพัฒนาขึ้นโดยบริษัทต่างชาติที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาลของประเทศนั้นอย่างต่อเนื่อง จึงเป็นเทคโนโลยีที่อาศัยความเชี่ยวชาญเฉพาะด้าน ประเทศไทยไม่มีประสบการณ์และไม่สามารถพัฒนาเทคโนโลยีขึ้นเองได้
เศรษฐศาสตร์	▪ ยังไม่มีการศึกษาเชิงลึกถึงความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ของเทคโนโลยี CSP ในประเทศไทย ▪ ในเบื้องต้น มีการประเมินว่าหากใช้เทคโนโลยี CSP ในประเทศไทย ต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้ มีราคาแพงกว่าไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล
กฎระเบียบ	▪ ประเทศไทยยังไม่มีการใช้งานเทคโนโลยี CSP จึงยังไม่เกิดอุปสรรคในด้านนี้
การตลาด	▪ ตลาดการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ความร้อนสูงเพื่อการผลิตไฟฟ้าในประเทศมีจำกัด เนื่องจากเป็นตลาดเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ ด้วยการลงทุนที่สูงและต้นทุนไฟฟ้าที่ผลิตได้มีราคาแพง ทำให้เทคโนโลยีนี้ไม่เป็นที่ดึงดูดใจนักลงทุน

4.9.2.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

เทคโนโลยี Concentrating Solar Power มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าได้ด้วยต้นทุนต่ำในราคาที่แข่งขันได้กับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ในระยะยาว แต่มีข้อจำกัดการใช้งานหลายประการ โดยเฉพาะปัจจัยหลัก คือ ระดับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ที่ต้องมีความเข้มสูง จึงจะมีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ ด้วยข้อจำกัดดังกล่าวทำให้ประเทศไทยที่มีสภาพภูมิกาศแบบร้อนชื้นและมีเมฆมากตลอดปี จึงยังไม่มีการศึกษาการใช้งานตลอดจนองค์ความรู้และขีดความสามารถในเชิงการผลิต

ตารางที่ 4.9-9 สถานะภาพการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าความร้อนจากแสงอาทิตย์แบบอุณหภูมิสูง

เทคโนโลยีที่ 1 : Dish Engine			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1. Hybrid receiver design for dish/sterling engine	■ การวิจัยและพัฒนาระบบ Hybrid สำหรับเทคโนโลยี Dish/Sterling	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
2. Heat pipe solar receiver for dish/sterling	■ การวิจัยและพัฒนา Heat pipe สำหรับอุปกรณ์ Receiver ในระบบ Dish/Sterling	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**

เทคโนโลยีที่ 2 : Parabolic Trough			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1. Efficienct and low-cost thermal storage	■ การวิจัยและพัฒนาระบบกักเก็บความร้อนที่มีประสิทธิภาพและต้นทุนต่ำ	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
2. Advanced trough collector	■ การศึกษาวิจัยการหมุนแผงรางสะท้อนรังสีแสงอาทิตย์ ชนิดแกนด้วยมุมเอียงต่างๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการรับรังสีแสงอาทิตย์	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
3. Direct steam generation	■ การวิจัยศึกษาวิธีการผลิตไอน้ำโดยตรง โดยไม่ต้องใช้ Heat transfer fluid	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**

เทคโนโลยีที่ 3 : Power Tower			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1. Improvement in receiver efficiency and heliostat manufacturing	■ การวิจัยและพัฒนาระบบการรับแสงและรวมแสงที่มีประสิทธิภาพ reliability ของระบบ และการลดต้นทุนการผลิตของ heliostat ให้ต่ำลงอีก 45%	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
2. Development of new thermal storage system	■ การศึกษาวิจัยและพัฒนาถังเก็บความร้อนและความเย็นที่มีประสิทธิภาพสูง และเพิ่มความสามารถให้กักเก็บพลังให้นานขึ้น โดยใช้ฉนวนที่มีประสิทธิภาพาและเกลือnitrate ที่หลอมละลายเป็นตัวช่วย เพื่อเพิ่มค่าplant capacity factor จาก 20% ให้เกินกว่า 60%	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
3. Formulation of new organic heat transfer fluid	■ การวิจัยและพัฒนาการใช้สารถ่ายเทความร้อนอินทรีย์แบบใหม่ เพื่อรับถ่ายความร้อนที่มีประสิทธิภาพสูงและมีต้นทุนต่ำลง	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**

4.9.3 เทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ (Low Temperature Solar Thermal)

4.9.3.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

การใช้แสงอาทิตย์ในการผลิตความร้อน สามารถนำมาใช้งานได้หลายรูปแบบ อาทิ การอบแห้ง การทำน้ำร้อนอาบ การใช้น้ำร้อนในอุตสาหกรรมการผลิต ไปจนถึงการใช้ไอน้ำสำหรับระบบทำความเย็น (Absorption cooling) ซึ่งสามารถแบ่งอุณหภูมิออกตามลักษณะการใช้งานได้เป็น 3 ระดับ ได้แก่

(1) อุณหภูมิต่ำ <60°C ใช้สำหรับน้ำร้อนในภาคครัวเรือนและธุรกิจโรงแรม โรงพยาบาล

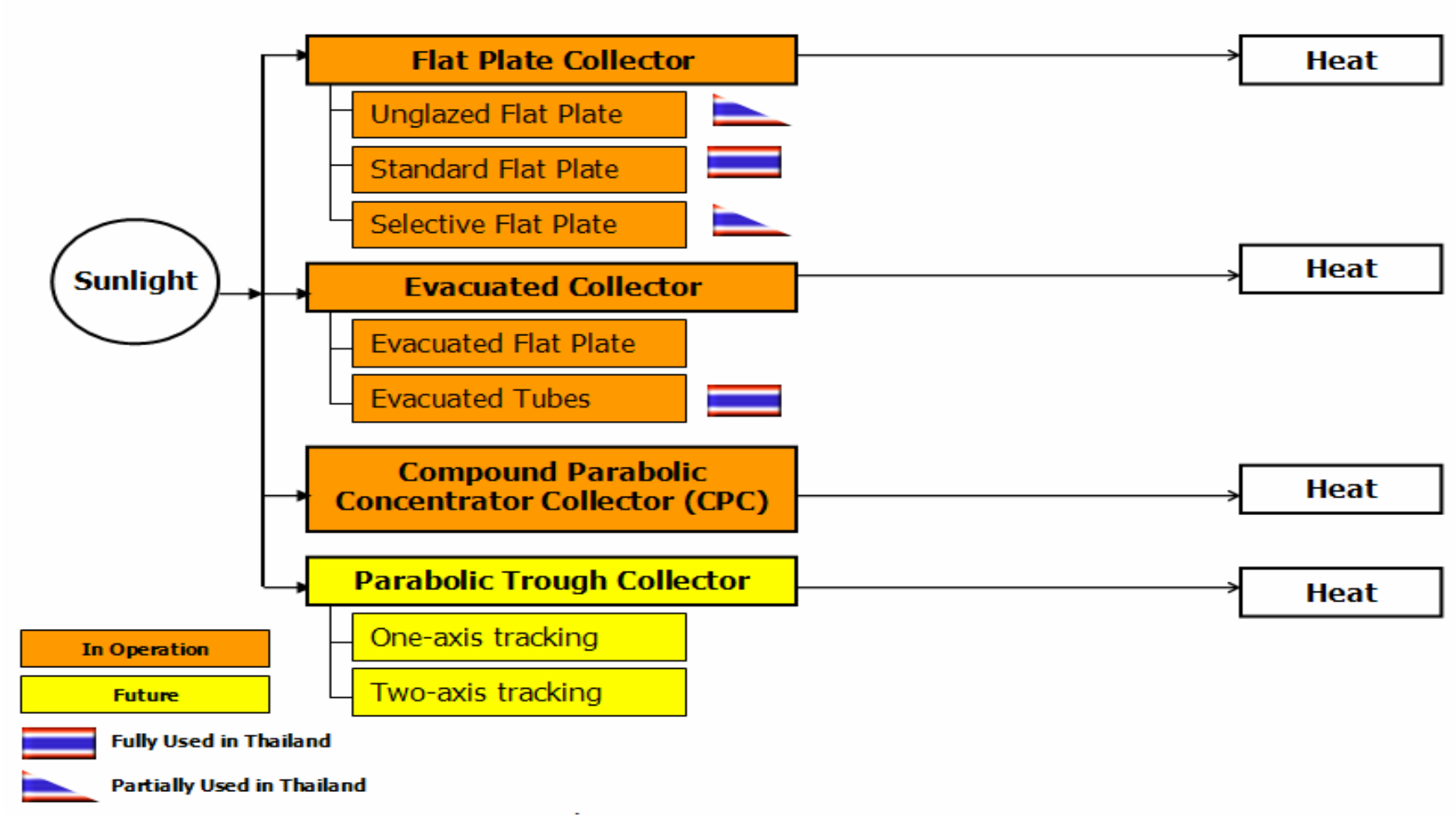
(2) อุณหภูมิปานกลาง 60°C – 150°C ใช้สำหรับอุตสาหกรรมการผลิต ในกลุ่มอาหาร เครื่องดื่ม กระดาษ สิ่งทอ เคมีภัณฑ์ และยานยนต์

(3) อุณหภูมิสูง 150°C - 250°C ใช้สำหรับอุตสาหกรรมการผลิตบางประเภทและระบบทำความเย็นสำหรับอุตสาหกรรมอาหารและเครื่องดื่ม

แผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ (Solar collector) เป็นเทคโนโลยีที่ไม่ซับซ้อน ใช้หลักการดูดกลืนความร้อนและส่งผ่านให้น้ำหรือของเหลวนำความร้อน (Heat transfer fluids) ชนิดอื่น ในปัจจุบัน เทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์แบ่งออกได้เป็น 4 ชนิด ดังแสดงในตารางที่ 4.9-10

ตารางที่ 4.9-10 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ (Solar collector)

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
1. Flat plate collector ประสิทธิภาพ 30%-64% อุณหภูมิ 50-70°C	■ มีการใช้อย่างแพร่หลาย	■ มีการใช้อย่างแพร่หลายและมีการผลิตในประเทศ
2. Evaccuated (tube and flat plate) collector ประสิทธิภาพ 58%-77% อุณหภูมิ 70-100°C	■ มีการใช้อย่างแพร่หลาย	■ มีการใช้อย่างแพร่หลาย แต่ยังไม่มีการผลิตในประเทศ
3. CPC type collector (Stationary concentrator) ประสิทธิภาพ 40%-68% อุณหภูมิ 70-100°C	■ มีการผลิตเชิงพาณิชย์ แต่ไม่แพร่หลาย	■ ยังไม่มีการใช้
4. Parabolic trough collector ประสิทธิภาพ 67%-72% อุณหภูมิ 100-250°C	■ มีการผลิตเชิงพาณิชย์ แต่ไม่แพร่หลาย	■ ยังไม่มีการใช้



รูปที่ 4.9-5 Low Temperture Solar Thermal Technology Overview

4.9.3.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ แม้ว่าจะมีข้อแตกต่างด้านประสิทธิภาพในการทำงาน แต่ก็มิได้เป็นการวัดว่าแผงชนิดใดดีที่สุด แผงที่มีประสิทธิภาพในการทำความร้อนได้สูงก็จะมีราคาสูงด้วย ดังนั้นจึงขึ้นอยู่กับความเหมาะสมในการนำไปใช้งานตามระดับอุณหภูมิที่ต้องการ โดยแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์แต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังนี้

การเปรียบเทียบเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำแต่ละประเภท

เทคโนโลยี	จุดเด่น	จุดด้อย
Flat plate collector	■ มีราคาถูก ■ มีความคงทน ■ มีขั้นตอนการผลิตง่าย สามารถผลิตได้ในประเทศ	■ ใช้พื้นที่ในการติดตั้งมาก ■ มีประสิทธิภาพต่ำ ทำอุณหภูมิได้ไม่สูงมากนัก ■ มีปัญหาไอน้ำควบแน่นทำให้เกิดความชื้นสะสมในแผงใต้แผ่นกระจกด้านล่าง และเกิดเชื้อรา
Evacuated collector	■ ใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อย ■ มีประสิทธิภาพค่อนข้างสูง	■ มีต้นทุนการผลิตและติดตั้งสูง ■ ในปัจจุบัน ยังไม่สามารถผลิตได้ในประเทศ ■ หลอดแก้วสูญญากาศแตกได้ง่ายกว่าแผงชนิดแผ่นเรียบ ต้องใช้ความระมัดระวังในการขนย้ายและการติดตั้งมากกว่า
CPC collector (Stationary concentrator)	■ ใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อย ■ สามารถทำอุณหภูมิได้ค่อนข้างสูงโดยไม่ต้องปรับมุมแผงให้หันตามดวงอาทิตย์	■ มีราคาสูง ■ มีผู้ผลิตน้อยราย ไม่เป็นที่แพร่หลาย
Parabolic trough collector	■ สามารถทำอุณหภูมิได้สูง แผงชนิดหันตามตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน สามาถทำอุณหภูมิได้สูงถึง 400°C ■ เหมาะสำหรับใช้งานในระบบทำความเย็น (Solar cooling) และ Process heat	■ มีราคาสูง ■ ใช้ระบบควบคุมให้หันตามดวงอาทิตย์ ทำให้ต้องมีการบำรุงรักษามากกว่าเทคโนโลยีอื่น

4.9.3.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ศักยภาพเชิงตลาดสำหรับระบบผลิตความร้อนจากแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ แบ่งตามลักษณะการนำไปใช้งานมากกว่าตามชนิดของเทคโนโลยี ประเทศไทยมีเฉพาะแผงชนิด Flat plate และEvacuated tube collector เท่านั้นที่มีการใช้งานอย่างแพร่หลาย และเนื่องจากแผงทั้งสองชนิดมีราคาไม่ต่างกันมาก ข้อแตกต่างทางราคาขึ้นอยู่กับว่าเป็นแผงนำเข้าจากต่างประเทศ และจากประเทศใดหรือเป็นการผลิตภายในประเทศ

ตารางที่ 4.9-11 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาดสำหรับการนำไปใช้งานในภาคเศรษฐกิจต่างๆ

ภาคเศรษฐกิจ	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. ภาคครัวเรือน	<u>พื้นที่แผง 2.4 m^2 ถังเก็บน้ำร้อน 200 ลิตร</u> ■ ราคารวมการติดตั้งทั้งระบบ ~ 45,000 บาท ■ ทดแทนการใช้ไฟฟ้า 2,190 kWh/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน 6 ปี*	■ บ้านพักอาศัย
2. ภาคธุรกิจ	<u>พื้นที่แผง 80 m^2 ถังเก็บน้ำร้อน 6,000 ลิตร</u> ■ ราคารวมการติดตั้งทั้งระบบ ~ 1,500,000 บาท *กรณีใช้แทนเครื่องทำน้ำร้อนไฟฟ้า* ■ ทดแทนการใช้ไฟฟ้า 79,400 kWh/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน 6 ปี* *กรณีใช้แทนเตาไอน้ำ* ■ ทดแทนการใช้น้ำมันเตา 10,000 liter/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน 9 ปี**	■ โรงแรม โรงพยาบาล คอนโดมิเนียม และอพาทเมนท์ ■ สามารถใช้เป็นระบบทำความร้อนเสริมระบบเดิมที่มีอยู่ เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าหรือน้ำมัน
3. ภาคอุตสาหกรรม	<u>กรณีการใช้ในอุตสาหกรรมอาหาร***</u> <u>พื้นที่แผง 80 m^2 ถังเก็บน้ำร้อน 6,000 ลิตร</u> ■ ราคารวมการติดตั้งทั้งระบบ ~ 1,500,000 บาท *กรณีใช้แทนเครื่องทำน้ำร้อนไฟฟ้า* ■ ทดแทนการใช้ไฟฟ้า 73,300 kWh/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน 7 ปี* *กรณีใช้แทนเตาไอน้ำ* ■ ทดแทนการใช้น้ำมันเตา 9,500 liter/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน 10 ปี**	■ อุตสาหกรรมอาหาร เครื่องดื่ม สิ่งทอ กระดาษ ยานยนต์ เคมีภัณฑ์ ■ สามารถใช้เป็นระบบทำความร้อนเสริมระบบเดิมที่มีอยู่ เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าหรือน้ำมัน

หมายเหตุ * คำนวณที่ค่าไฟฟ้า 3.2 บาท/kWh มีอัตราเพิ่ม 3%/ปี และมีค่าบำรุงรักษา 1% ของราคาระบบ/ปี

** คำนวณที่ค่าน้ำมันเตา 16.5 บาท/ลิตร มีอัตราเพิ่ม 3%/ปี และมีค่าบำรุงรักษา 1% ของราคาระบบ/ปี

*** อุตสาหกรรมแต่ละประเภทมีรูปแบบการใช้น้ำร้อนที่ต่างกัน ระยะเวลาคืนทุนจะขึ้นอยู่กับรูปแบบและปริมาณการใช้น้ำร้อน ดังนั้นอุตสาหกรรมประเภทอื่นอาจมีระยะเวลาคืนทุนที่ต่างกันออกไป

4.9.3.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ประเทศไทยมีการใช้แผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ทั้งชนิด Flat plate และ Evacuated tube อย่างแพร่หลาย โดยมากเป็นการนำเข้าจากต่างประเทศ การผลิตในประเทศมีเฉพาะชนิด Flate plate เทคโนโลยีทั้งสองชนิดมีความคงทน ประสิทธิภาพและราคาที่ไม่ต่างกันมาก ทั้งนี้เมื่อพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อเป็นการส่งเสริมธุรกิจและการสร้างงานในประเทศ เทคโนโลยี Flat plate จึงมีความสำคัญเป็นลำดับแรก (ตารางที่ 4.9-12)

ตารางที่ 4.9-12 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	▪ Flat plate collector	▪ ในปัจจุบันมีการพัฒนาสารเคลือบแผ่นดูดกลืนความร้อน ชนิด Super selective ทำให้มีประสิทธิภาพและอุณหภูมิสูงทัดเทียมกับแผง Evacuated collector แต่มีราคาสูงขึ้นเช่นกัน ▪ แผง Flat plate ชนิดไม่มีกระจกครอบ (Unglazed flat plate) มีราคาถูก ติดตั้งง่าย แม้ทำอุณหภูมิไม่สูงมาก (~50°C) แต่สามารถใช้ทำน้ำร้อนสำหรับ Pre-heat boiler ได้ ซึ่งมีศักยภาพสูงสำหรับอุตสาหกรรมที่ใช้อุณหภูมิต่ำแต่ใช้น้ำในประมาณมาก ในปัจจุบันเริ่มมีการนำเข้าจากต่างประเทศ และมีการติดตั้งใช้งาน แต่ยังไม่แพร่หลายในประเทศไทย ▪ การผลิตในประเทศ ทั้งโดย กฟผ. และผู้ผลิตรายย่อยอื่นๆ มีราคาถูกกว่าแผงจากต่างประเทศแต่ประสิทธิภาพยังด้อยกว่า ▪ ผู้ผลิตไทยไม่ได้ให้ความสำคัญกับการวิจัยพัฒนา ทำให้แม้มีการผลิตมานานแต่ไม่มีการพัฒนาคุณภาพของผลิตภัณฑ์
กลุ่มที่ 2	▪ Evacuated tube collector	▪ แผงชนิด Evacuated tube ที่นำเข้าจากประเทศจีนมีราคาถูกจนใกล้เคียงกับราคาแผงชนิด Flat plate ▪ มีความเป็นไปได้ในการร่วมทุนระหว่างบริษัทจีนและไทย เพื่อผลิตแผงชนิด Evacuated tube ในประเทศไทยใน 2-3 ปีข้างหน้า

4.9.3.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

ประเทศไทยเริ่มมีการใช้ระบบทำน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์มานานกว่า 20 ปี แต่ในปัจจุบันยังไม่เป็นที่แพร่หลาย ด้วยอุปสรรคหลายประการ

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้เทคโนโลยีทำน้ำร้อนจากแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ ช่างเทคนิคขาดความรู้และประสบการณ์ ทำให้การติดตั้งไม่มีคุณภาพและระบบเสียหายจนไม่สามารถใช้งานได้ภายในเวลา 3-4 ปี ▪ การออกแบบ ติดตั้งผิดพลาด ผู้ออกแบบขาดความรู้ ทำให้ระบบทำงานอย่างไม่มีประสิทธิภาพ ▪ ขาดการบำรุงรักษา ทำให้ระบบเสื่อมสภาพเร็ว เนื่องจากเจ้าของระบบหรือช่างเทคนิคมีความเข้าใจผิดว่าระบบพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ต้องดูแลบำรุงรักษาใดๆ
เศรษฐศาสตร์	▪ มีราคาสูง เนื่องจากส่วนมากเป็นการนำเข้าจากต่างประเทศ อีกทั้งมีผู้จำหน่ายน้อยราย ทำให้มีการแข่งขันน้อย บริษัทเป็นผู้ควบคุมราคาตลาด ▪ ราคาลงทุนสูงมากเมื่อเทียบกับระบบทำน้ำร้อนด้วยไฟฟ้า
กฎระเบียบ	▪ แผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ตลอดจนอุปกรณ์อื่นๆ ในระบบ ไม่ได้รับการยกเว้นภาษีนำเข้าเป็นอุปกรณ์ประหยัดพลังงาน
การตลาด	▪ เทคโนโลยียังไม่เป็นที่รู้จักแพร่หลาย เนื่องจากขาดการประชาสัมพันธ์และการตลาดที่ดี ▪ บริษัทผู้จำหน่ายบางราย ขาดความรับผิดชอบดูแลหลังการขาย ทำให้เกิดภาพลักษณ์ที่ไม่ดีต่อผลิตภัณฑ์

4.9.3.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

การผลิตแผงรับความร้อนแสงอาทิตย์ไม่จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีระดับสูง ประเทศไทยมีขีดความสามารถในการผลิต รวมทั้งมีวัสดุภายในประเทศ แต่ยังขาดการพัฒนาด้านคุณภาพและการวิจัยเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของผลิตภัณฑ์ ตารางที่ 4.9-13 แสดงการวิจัยพัฒนาในต่างประเทศ ซึ่งประเทศไทยยังไม่มีการเริ่มวิจัยพัฒนาในองค์ความรู้ต่างๆ เหล่านี้

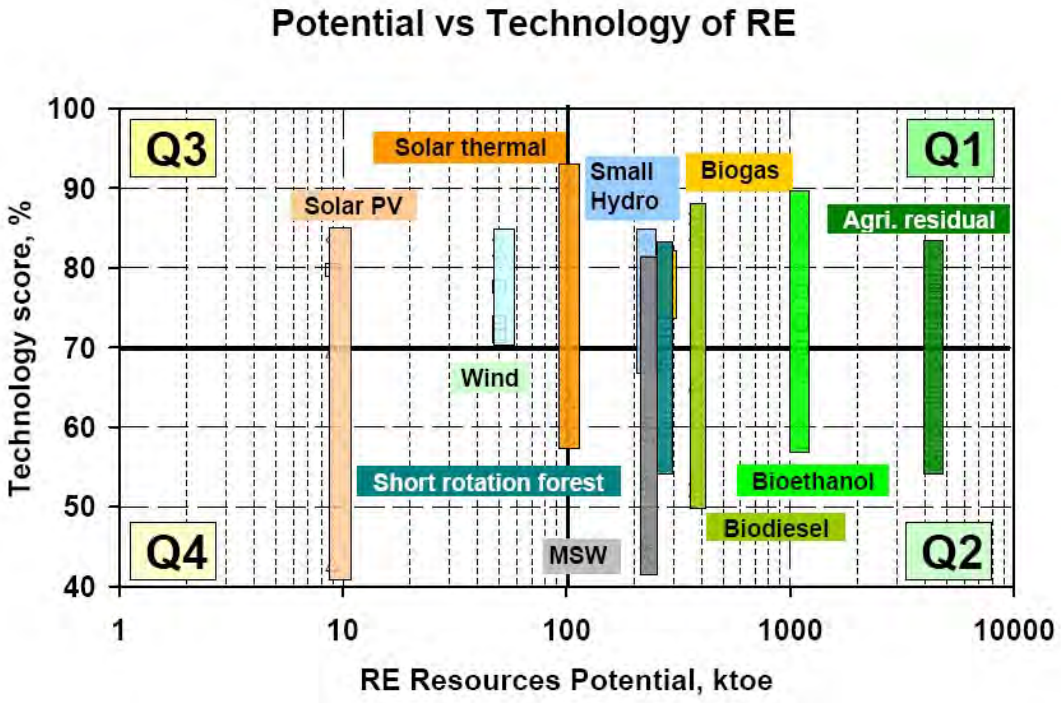
ตารางที่ 4.9-13 สถานะภาพการพัฒนาและการผลิตของเทคโนโลยีความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ

เทคโนโลยีที่ 1 : Flat plate collector			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1. Low cost, light weight and durable solar collector	■ การใช้ Polymer แทนการใช้ทองแดง กระจกและอลูมิเนียมเป็นส่วนประกอบแผงท่อน้ำ ถังเก็บน้ำร้อน เพื่อลดน้ำหนักและลดต้นทุนการผลิต	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**M**
2. Cost effective optical coatings on surfaces to enhance reflection, transmission or absorption of light	■ การพัฒนาสารเคลือบผิวเพื่อลดการสะท้อนแสง สำหรับแผ่นกระจกครอบแผง ■ การพัฒนาสารเคลือบดูดกลืนความร้อนประสิทธิภาพสูง (Super selective coating) อาทิ Tinox™ สำหรับแผ่น Absorber	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
3. Advanced concepts and materials for thermal insulation of storage units	■ การพัฒนาฉนวนกันความร้อนประสิทธิภาพสูง ■ การพัฒนาสารเก็บความร้อนที่มี Energy density สูงกว่าน้ำเพื่อกักเก็บความร้อนได้มากและนานขึ้น	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**

เทคโนโลยีที่ 2 : Evacuated tube collector			
ประเด็นหลัก	ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต		ศักยภาพในประเทศ
	ทางสากล	ในประเทศ	
1.High efficiency evacuated tube solar collector	▪ การเคลือบสารด้านในท่อสูญญากาศเพื่อให้เกิดการสะท้อนรังสี และเพิ่มประสิทธิภาพ ▪ Non-tracking evacuated tube เป็นการใช้ Optical design ในท่อสูญญากาศ เพื่อรวมความเข้มแสงไปที่ส่วนรับความร้อน ทำให้สามารถผลิตน้ำร้อนอุณหภูมิสูงใกล้เคียงกับการใช้ Parabolic concentrator โดยไม่ต้องใช้ระบบหันตามดวงอาทิตย์	▪ ไม่มีการศึกษาในเรื่องนี้	**L**
2.Low-cost evacuated tube solar collector	▪ การพัฒนาการผลิตท่อสูญญากาศที่มีต้นทุนการผลิตต่ำ	▪ ไม่มีการศึกษาในเรื่องนี้	**L**

4.10 การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในภาพรวม

จากการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดขึ้น ซึ่งมี 4 มิติ ได้แก่ สมรรถนะและความยากง่ายในทางปฏิบัติ (Performance and practicability) ข้อพิจารณาเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economics) ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี (Maturity of technology) และการพึ่งตนเองทางเทคโนโลยี (Technological self-reliance) นั้น ผลการจัดลำดับความสำคัญปรากฏว่า เทคโนโลยีในแต่ละสาขาสามารถจัดลำดับความสำคัญ โดยแบ่งออกเป็น 2-3 กลุ่ม ซึ่งจากเทคโนโลยีทั้งหมด 71 เทคโนโลยีนั้น เทคโนโลยีที่อยู่ในกลุ่มลำดับความสำคัญสูงสุดมี 20 เทคโนโลยี ทั้งนี้ ลำดับความสำคัญดังกล่าวเป็นการเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆ ภายใต้ประเภทเดียวกัน อย่างไรก็ตาม เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบข้ามสาขาได้ในระดับหนึ่ง จึงได้ทำการ plot ผลคะแนนที่ได้จากการจัดลำดับความสำคัญกับศักยภาพเชิงปริมาณของแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆ ดังแสดงในรูปที่ 4.10-1



รูปที่ 4.10-1 การจัดลำดับความสำคัญกับศักยภาพเชิงปริมาณของแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทต่าง ๆ

จากรูปดังกล่าวสามารถแบ่งเทคโนโลยีต่างๆ ออกเป็น 4 Quardrants โดย Quarrants ที่ 1 เป็นเทคโนโลยีที่มีศักยภาพของแหล่งพลังงานในเชิงปริมาณสูง และเป็นเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้งานได้ในระยะใกล้ ขณะที่ Quardrants ที่ 2 เป็นเทคโนโลยีที่มีศักยภาพพลังงานสูงเช่นเดียวกัน แต่เป็นเทคโนโลยีที่ยังต้องมีการพัฒนาวิจัยเพิ่มเติมเพื่อให้มีความพร้อมในการใช้งานมากขึ้น Quardrants ที่ 3 เป็นเทคโนโลยีที่มีความพร้อมที่จะนำมาใช้งาน แต่มีศักยภาพของแหล่ง

พลังงานต่ำ ส่วน Quardrants ที่ 4 เป็นเทคโนโลยีที่มีศักยภาพของแหล่งพลังงานต่ำ และเป็นเทคโนโลยีที่ยังไม่มีความพร้อม

ทั้งนี้ เทคโนโลยีที่มีความพร้อมในการใช้งานหรือต้องการพัฒนาเพิ่มเติมเพียงเล็กน้อย (Quardrants 1) มีดังนี้

เทคโนโลยีที่พร้อมหรือเกือบจะพร้อมใช้งาน
การผลิตเอทานอล
11. Ethanol batch fermentation
12. Ethanol fermentation using cascade fermenter
13. Continuous fermentation with yeast recycling
14. Simultaneous Saccharification and Co-Fermentation
15. Cellulose hydrolysis by enzyme
16. Direct-Steam distillation system
17. Multi-pressure distillation system
18. Molecular sieve dehydration system
19. Membrane pervaporation system
20. Azeotropic distillation system
การผลิตไบโอดีเซล
1. Basic conventional process
2. Continuous deglycerolization (CD) process
3. Two stage process
การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล
1. Conventional combustion system
2. Conventional combustion system + High-efficiency steam turbine
3. Fluidized-bed combustion system
4. Fluidized-bed combustion system + High-efficiency steam turbine
5. Suspension firing
6. Suspension firing + High-efficiency steam turbine
7. Co-firing of coal with biomass
การผลิตไบโอก๊าซ
1. Upflow anaerobic sludge blanket (UASB)
2. Anaerobic fixed film (AFF)
3. Anaerobic baffle reactor
4. Anaerobic cover lagoon
5. Completely stirred tank reactor
การผลิตไฟฟ้าจากขยะ
1. Refused-derived-fuel (RDF)
2. Anaerobic digestion
3. Landfill-gas-to-energy
การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก
1. <1 MW cross-flow, Run-of river

เทคโนโลยีที่พร้อมหรือเกือบจะพร้อมใช้งาน
2. >1 MW cross-flow, Run-of river
3. <1 MW Pelton, run-of-river
4. >1 MW Pelton, run-of-river
5. <1 MW Cross-flow, Reservior
6. >1 MW Cross-flow, Reservior
7. <1 MW Francis, Reservior
8. >1 MW Francis, Reservior
9. <1 MW Pelton, Reservior
10. >1 MW Pelton, Reservior

ส่วนเทคโนโลยีที่ยังต้องมีการวิจัยพัฒนาเพื่อให้มีความเหมาะสมหรือความพร้อมในการใช้งานมากขึ้น (quardrants 2) มีดังนี้

กลุ่มเทคโนโลยีที่ยังต้องพัฒนา
การผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล
1. Gasification –gas engine
2. Gasification – gas turbine
3. Integrated gasification combined cycle
การผลิตเอทานอล
1. Cellulose pretreatment by acid hydrolysis
2. Cellulose pretreatment by steam explosion
3. Cellulose hydrolysis by acid
4. Co-fermentation of xylose and glucose
การผลิตไบโอดีเซล
1. Enzyme lipes transesterification
2. Super critical methanol
3. Co-products production from glycerin
การผลิตไฟฟ้าจากขยะ
1. Incineration
2. Gasification
3. Pyrolysis
4. Plasma arc
5. Bioreactor-gas-to-energy
การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก
1. <1 MW Francis, Run-of river
2. >1 MW Francis, Run-of river
3. Axial or “bulb” turbine
การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ
1. Energy-crop to biogas
2. Agricultural wastes to biogas

เอกสารอ้างอิง

(ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก)

- **เทคโนโลยีการผลิตเอทานอล**

1. California 2001] California energy commission, Costs and benefits of a biomass-to-ethanol production industry in California, , Commission report MARCH 2001 P500-01-002
2. [Graf 2000] Graf A. and Koehler T., Oregon cellulos-ethanol study, Oregon Office of Energy Report, June 2000
3. [Hamelinck 2005] Hamelinck C.N., van Hooijdonk G., Faaji A.PC., Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term, Biomass&Bioenergy 28 (2005) pp384-410
4. [Howard 2003] Howard J.L., Abotsi E., Jansen van Rensburg E.L., and Howard S., Lignocellulose biotechnology: issues of bioconversion and enzyme production, African J. of Biotech., 2(12) pp.602-619, 2003
5. [Iranmahboob 2002] Iranmahboob J., Nadim F., Monemi S., Optimizing acid-hydrolysis: a critical step for production of ethanol from mixed wood chips, Biomass & Bioenergy 22(2002) pp.401-404
6. [Jeffries 2000] Jeffries T., Jin Y.-S., Ethanol and thermotolerance in the bioconversion of xylose by yeast, Adv. in Appli. Microbio. 47 pp.221-268 (2000)
7. [Karimi 2005] Karimi K., Emtiazi. G., Taherzadeh M.J., Production of ethanol and mycelial biomass from rice straw hemicellulose hydrolyzate by *Mucor indicus*, Process Biochemistry (2005) *in press*
8. [Kim 2004] Kim S. and Dale B.E., Cumulative energy and global warming impact from the production of biomass for biobased products, J. of Industrial Ecology (2004) pp.147-162
9. [Latif 2001] Latif F., Rajoka M.I., Production of ethanol and xylitol from corn cobs by yeasts, Bioresource Technology 77 (2001) pp. 57-63
10. [Licoln 1999] Licoln T. C., James L.C., Herbert A.S., Optimizing preacetic pretreatment conditions for improved simultaneous saccharification and co-fermentation (SSCF) of sugar cane bagasse to ethanol fuel, Renewable Energy 16 (1999) 1070-1073
11. [Millati 2005] Millati R., Edebo L., Taherzadeh M.J., Performance of Rhizopus, Rhizomucor, and Mucor in ethanol production from glucose, xylose, and wood hydrolyzates, Enzyme and Microbial Tech. 36 (2005) pp.294-300
12. [Orbital Engine Company 2004] Orbital Engine Company, "Market Barriers to the Uptake of Biofuels Study: Testing Gasoline Containing 20% Ethanol (E20). Phase 2B Final Report to the Department of the Environment and Heritage." May 2004, www.deh.gov.au/atmosphere/ethanol/publications/biofuels-2004/index.html.
13. [Pimentel 2005] Pimentel D., Patzek T.W., Ethanol production using corn, switchgrass, and wood; Biodiesel production using soybean and sunflower, Natural Resources Research, 14 (2005) pp.65-75
14. [Rani 1998] Sudha Rani K., Swamy M.V., Seenayya G., Production of ethanol from various pure and natural cellulosic biomass by Clostridium thermocellum strains SS21 and SS22, Process Biochemistry, 33 (1998) pp. 435-440
15. [Reading and others 2002] Reading, A.H., J.O.W. Norris, E.A. Feest, and E.L. Payne, "Ethanol Emission Testing", Report for the U.K. Department for Transport, Local Government and the Regions, AEA Technology, March. www.dft.gov.uk/stellent/groups/dft_roads/documents/page/dft_roads_508280.pdf.
16. [Reith 2002] Reith J.H., den Uil H., van Veen H., de Laat W.T.A.M., Niessen J., de Jong E., Elbersen H.W., Weuthuis R., van Dijken J.P., Raamsdonk L., Co-Production of bio-ethanol, electricity and heat

from biomass residues, 12th European Conf. and Tech. Exhibition on Biomass for Energy, Industry, and Climate Protection, June 17-21, 2002, Amsterdam, the Netherlands

17. [Novem 2003] Novem, "Ligno Cellulosic-Ethanol: A second Opinion Report 2Gave-03.11", May 2003, the Netherlands. www.gave.novem.nl
18. [Saha 2005] Saha B.C., Iten L.B., Cotta M.A., Wu Y.V., Dilute acid treatment, enzymatic saccharification and fermentation of wheat straw to ethanol, Process Biochemistry 40 (2005) pp.3693-3700
19. [Silva 2006] Silva J.S.M.C., Mussatto S. I., Roberto I.C., Study of xylitol production by Candida guilliermondii on a bench bioreactor, J. of Food Engineering 75 (2006) pp.115-119
20. [Sreenath 2000] Sreenath H.k., Jeffries T.W., Production of ethanol from wood hydrolyzate by yeast, Bioresource Technology 72 (2000) pp.253-260
21. [Sriroth 2000] Sriroth K., Chollakup R., Chotineeranat S., Piyachomkwan K., Oates C.G., Processing of cassava waste for improved biomass utilization, Bioresource Technology 71 (2000) pp. 63-69
22. [Sun 2002] Sun Y., Cheng J., Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review, Bioresource Tech., 83 (2002) pp. 1-11
23. [Suwannakhanthi 2004] Suwannakhanthi N., Overview for Thailand's Renewable Energy focusing on Biomass Energy, Information for the Commercialisation of Renewables in ASEAN (ICRA), Aug.,2004
24. [Zhu 2005a] Zhu S., Wu Y., Yu Z., Zhang X., Wang C., Yu F., Jin S., Zhao Y., Tu S., Xue Y., Simultaneous saccharification and fermentation of microwave/alkali pretreated rice straw to ethanol, Biosystems Engineering (2005) 92 (2), 229-235
25. [Zhu 2005b] Zhu S., Wu Y., Yu Z., Zhang X., Wang C., Yu F., Jin S., Production of ethanol from microwave-assisted alkali pretreated wheat straw, Process Biochemistry (2005) *in press*
26. จิรศักดิ์ คงเกียรติขจร. โครงการผลิตเอธานอลจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรโดยใช้เชื้อจุลินทรีย์ในสภาวะปราศจากออกซิเจน. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ.
27. [ชลดา 2546] ชลดา ซื่อสัตย์ "การใช้ประโยชน์จากกากมันสำปะหลังเพื่อผลิตเอทานอล" วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต(วิทยาศาสตร์สิ่งแวดล้อม) บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ 2546
28. [บุณยพัต 2546] บุณยพัต สุภานิช สุวิทย์ เตีย และ ปนัดดา ภูอากาศ. 2546. "การบูรณาการกระบวนการผลิตเอทานอลกับโรงงานน้ำตาลและโรงงานแป้งมันสำปะหลัง"การวิจัยเพื่อพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมด้วยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ.
29. [พรรณวิไล 2545] พรรณวิไล กิ่งสุวรรณรัตน์ "การผลิตเอทานอลจากเหง้ามันสำปะหลัง" วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต(วิศวกรรมเคมี) คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2545
30. [มุกดา 2546] มุกดา คูหิรัญ และคณะ. 2546. "รายงานการวิจัยแนวทางการพัฒนาการใช้เซลลูโลสจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตรเพื่อการผลิตเอทานอล" การวิจัยเพื่อพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมด้วยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีสำนักงานคณะกรรมการ วิจัยแห่งชาติ
31. [ระวีวรรณ 2538] ระวีวรรณ แกล้วกล้า "การผลิตเอทานอลจากฟางข้าว" วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต(เคมีเทคนิค) บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2538
32. [สุวิทย์และคณะ 2548] สุวิทย์ เตีย วีระ โลหะ และ บุณยพัต สุภานิช "เอกสารประกอบการขออนุญาตจัดตั้งโรงงานผลิตเชื้อเพลิงเอทานอลจากมันสำปะหลัง" สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี 2548

- **เทคโนโลยีการผลิตไบโอดีเซล**

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. 2549. ยุทธศาสตร์ไบโอดีเซล. URL:http://www.dede.go.th ค้นเมื่อ 25/2/49.
2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานและสถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย. 2547. โครงการศึกษาออกแบบการจัดตั้งโรงงานผลิตไบโอดีเซลนำร่องระดับชุมชน.

เอกสารประกอบการสัมมนา เมื่อวัน 13 กันยายน 2547 ณ โรงแรมไดมอนด์พลาซ่า อำเภอเมือง จังหวัดสุราษฎร์ธานี.

3. กล้าณรงค์ ศรีรอต, พูนศุข ประเสริฐสรรพ์, อมพร อิศวิลานนท์, เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ. 2546. การศึกษาสถานภาพวัตถุดิบที่จะนำมาใช้ในอุตสาหกรรมการผลิตไบโอดีเซล. รายงานการวิจัย.
4. กัญจนา บุณยเกียรติ ปราโมช รังสรรค์วิจิตร บุนยรัชต์ กิติยานันท์ และพิศมัย เจนวนิชปัญจกุล. 2547. โครงการวิจัยและพัฒนาการผลิตไบโอดีเซล (Biodiesel) จากน้ำมันพืชเพื่อใช้ทดแทนสารเติมแต่งที่เพิ่มคุณสมบัติในการหล่อลื่น (Lubricity Additive) ในน้ำมันดีเซลกำมะถันต่ำ. การสัมมนาเผยแพร่ผลงานวิจัยด้านพลังงานทดแทน. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ.
5. คณะกรรมาธิการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร. 2545. พลังงานทดแทน เอทานอลและไบโอดีเซล.
6. จันทร์จิรา เตชะเวชเจริญ. 2548. มารู้จักสบู่ดำกันเถอะ . วารสารโลกพลังงาน (มกราคม-มีนาคม 2548).
7. ธนาคารทหารไทย จำกัด (มหาชน). 2548. โครงการศึกษาความเหมาะสมด้านการเงินและการลงทุนของการตั้งโรงงานไบโอดีเซลที่จังหวัดกระบี่.
8. ธนาทิพย์ อัศวผดุงสิทธิ์ นุจรี เลาห์ประเสริฐ สุชญา นิติวัฒนานนท์ และธราพงษ์ วิทิตศานต์. 2547. การศึกษาความเป็นไปได้ในการนำน้ำมันพืชที่ประกอบอาหารมาใช้ประโยชน์ทดแทนด้านพลังงาน. การสัมมนาเผยแพร่ผลงานวิจัยด้านพลังงานทดแทน. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ
9. นคร สาระคุณ,สมยศ สินธุรหัสและสุทัศน์ ด่านสกุลผล. 2541. การวิเคราะห์พื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันในเขตภาคใต้ของไทย. กรมวิชาการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ .
10. _____. 2548. โครงการไบโอดีเซลเนื้อหอม ต่างชาติรุมจีบซีพีขอร่วมลงทุน. หนังสือพิมพ์ฐานเศรษฐกิจ . ฉบับที่ 2017 12-15 มิ.ย. 2548.
11. _____. 2548. ทักษิณแจกใบสั่งห้ามส่งออกโมลาส. หนังสือพิมพ์บ้านเมืองออนไลน์. URL:http://66.102.7.104/search?q=cache:-u9LalLUK6IJ :www.banmuang.co.th/economic.asp ค้นเมื่อ 20/4/49.
12. นันทรัตน์ จันทร์แสง. 2544. ผลกระทบของเขตการค้าเสรีอาเซียนต่ออุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันในประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขา พัฒนาการเกษตร มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์.
13. พรรณนีย์ วิชชาชู. 2548. ปาล์มน้ำมัน จากน้ำมันพืชถึงไบโอดีเซล. กรมวิชาการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. URL :http://www.doa.go.th ค้นเมื่อ 4/9/48.
14. ระพีพันธุ์ ภาสบุตร, สุขสันต์ สุทธิผลไพบูลย์. 2548. น้ำมันสบู่ดำ พลังงานทดแทนน้ำมันดีเซลและเบนซิน. วารสารเกษตรธรรมชาติ. หน้าที่ 21 ฉบับที่ 8 .
15. ศิริพร ค่านคร. 2544. ไบโอดีเซลพลังงานทางเลือกของชาติ. วารสารวิศวกรรมสาร. ปีที่ 54 เล่มที่ 9 กันยายน 2544.
16. สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย.2547. รายงานสรุปสำหรับผู้บริหาร โครงการการศึกษาออกแบบการจัดตั้งโรงงานผลิตไบโอดีเซลนำร่องระดับชุมชน.
17. สำนักงานประสานงานชุดโครงการวิจัยปาล์มน้ำมัน. 2544. ข้อมูลสถิติเกี่ยวกับอุตสาหกรรมปาล์ม
18. น้ำมัน. จดหมายข่าวปาล์มน้ำมัน.(กันยายน-พฤศจิกายน 2544).11-12.
19. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2547. สถิติการเกษตรของประเทศไทยปีเพาะปลูก 2547. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์.
20. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2547. ยุทธศาสตร์อุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์มปี 2547-2572. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์.

21. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2549. ข้อมูลด้านการผลิตและการตลาดสินค้าเกษตรที่สำคัญ. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์.

22. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2549. บัญชีสมดุลน้ำมันมะพร้าวของไทย. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. (สำเนา).

23. สถานจัดการและอนุรักษ์พลังงาน . 2548 . โครงการสำรวจน้ำมันพืชใช้แล้วเพื่อนำมาผลิตเป็นน้ำมันไบโอดีเซล. มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

24. Adams, C.,Peters, J.F., Rand, M.C., Schroer, B.J. and Ziemke, M.C. 1983. "Investigation of soybean oil as a diesel fuel extender: Endurance tests", J.Am.Oil Chem. Soc..60(1983):1574-1579.

25. Anjana Srivastava, Ram Prasad. 2000. "triglycerides-based diesel fuels" , Renewable and Sustainable Energy Review.. 4(2000) : 111-113.

26. Austrian Biofuel Institute. 1997. Biodiesel Document of the World-Wide Status 1997. Wieselburg Austria.

27. Bagby, M.O., 1987. "vegetable Oil for Diesel Fuel: Opportunities for development". International Winter Meeting of the ASAE: 15-18 December 1987. Hyatt Regency Chicago.

28. _____. 2004. Biodiesel Technokogy Provider. URL:http://www.rendermagazine.com. ค้นเมื่อ 15/12/48

29. C. Mazzocchia, A. Kaddouri, G. Modica, and R. Nannicini, 2002. "Homogeneous and Heterogeneous Catalytic Synthesis of Biodiesel Assisted by Microwaves" Proceedings of "12th European Conference and Technology Exibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection" (ISBN 3-936338-10-8) . 1(2002) : 768-771

30. Canakei , M., and Van Gerpen, J., 2003. A pilot plant to produce biodiesel from high free fatty feedstocks. URL:http://frymolti.com/abstract.asp?aid=42092t=2.

31. Dossat,V.,Combes,D and Marty,A. 2002. "Lipase-catalysed tranesterification of high oleic sunfloweroil". Emzyme Microbial Tecnol.30(2002):90-94.

32. Edward Crabbe,Cirilo Nolasco-Hipolito, Genta Kobayashi, Kenji Somoto, Ayaaki Ishizaki., 2001. "Biodiesel production from crude palm oil evaluation of butanol extraction and fuel properties", Process Biochemistry .37(2001): 65-71.

33. Food and Agriculture Organization of the United Nations(FAO). 2006. FAOSTAT. URL:http://faostat.fao.org ค้นเมื่อ 20/4/49.

34. Fredrique R.Abreu[a], Melquizedeque B. Alves[a], Caio C.S. Macêdo[a],Luiz F.Zara[b], Paulo A.Z. Suarez [a], 2004. "New multi-phase catalytic systems based on tin compounds active for vegitable oil transesterification reaction". Journal of Molecular Catalysis.(2004):263-267.

35. Fukuda, H., Kondo,K., and Noda, H., 2001. "Biodiesel fuel production by transesterification of oil :review", Journal of Bioscienceand bioengineering. 92 (2001) : 405-416.

36. Grossley, T.D., Heye, T.D., Hudson, B.J.F., 1962. "The Effect of Heat on Pure Triglycerrides", J.Am. Oil Chem. Soc.. 39(1962):9-14

37. Harwood, H.J., 1984 "Oleochemicals as A Fuel: Mechanical and Economic Feasibility", J.AM. Oil Chem. Soc.. 61(1984):215-324
38. Goering, C.E., 1984, Final report for project on effect of nonpetrochemical fuel on durability of direct-injection diesel engines. Contract No.59-2171-1-6-057-0. USDA,ARS.Peoria,IL.
39. Hui, Y. H. 1996. Bailey's Industrial OIL & Fat Products. 5th Ed: Volume 5 Industrial and Consumer Nonedible Product from Oil and Fats: A Wiley – Intersience Publication.
40. Korbitz, W. 1999 . Biodiesel Production in Europe and North America, an Encouraging Prospect. Renewable Energy. 16(1999): 1078 – 1083.
41. Kose, O., Tuter, M. and Aksoy, H.A.. 2002. "Immobilized Canadida Antarctica lipase-catalyzed alcon=holysis of cotton seed oil in sovent-medium". Bioresource tecnol. 83(2002) :125-129.
42. Laureano Canoira, Ramon Alcantara, M. Jesus Garcia –Martinrz,Jesus Carrasco, 2005. "Biodiesel from Jojobaoil-wax:Transesterififcation with methanol and properties as fuel" , Biomass and Bioenergy (2005).
43. Linko, Y.Y., Lamsa, M., Wu, X., Uosukainen, W., Sappala, J., and Linko, P. 1988. Biodegradable products by lipase biocatalysis. J. Biotechno;. 66 : 41-50.
44. Ma, F., Hanna. M.A., 1999. "Biodiesel Production: A Review", Bioresource Technology. 70(1999): 1-15.
45. Malaysia Palm Oil Board. 2005. World Oil and Fat 1995-2004. URL: http://econ.mpob.gov.my/ ค้นเมื่อ 27/8/48.
46. Michael J. Haas. 2005. "Improving the economics of biodiesel production through the use of low value lipids as feedstocks: vegetable oil soapstock",Fuel Process Technology.(2005):1087-1096.
47. Mohamnd I. Al-Widyan, Ali O. Shyoukh, 2002. "Experimental evaluation of the transesterification of waste palm oil into biodiesel", Bioresource Tecnology. 85 (2002) :253-256.
48. RogerA. Korus Dwight S. Hoffman Narendra Bam Charles L. Peterson and David C Drawn. Transesterificatio Process to Manufacture Ethyl ster of Rape Oil. Department of Chemical Engineering. University of Idaho.
49. [a]Saifuddin, N. and [b]K.H. Chua. 2004. "Production of Ethyl Ester (Biodiesel) from used Frying Oil: Optimization of Transesterification Process using Microwave Irradiation" Malaysian Journal of Chemistry. 6(2004): 077 – 082
50. Satoshi Furuta [a*], Hiromi Matsuhashi[b], Kazushi Arata[b,] , 2004. "Biodiesel fuel production with solid superacid catalysis in fixed bed reactor under atmospheric pressure",Cataysis Communications .5(2004) :721-723.
51. Sanjib Kumar Karmee,Auju Chadha., 2005."Preparation of biodiesel from crude oil of Pongamia pinnata",Bioresource Technology .96(2005): 1425-1429.
52. Schwab, A.W., Dykstra, G.J Selke, E., Sorenson, S.C., Pryde, E.H., 1988. "Diesel Fuel from
53. Thermal Decomposition of soybean Oil", J.Am. Oil Chem. Soc.. 65(1988): 1781-
54. 1786.
55. Shasikant Vilas Ghadge and Hifjur Raheman. 2005. Process Optimization for biodiesel Production from Mahua (Madhuca indica) Oil Using Response Surface Methidilogy. Bioresource Technology .97(2006) : 379-384.
56. Schlick,M.L.,Hanna,M.A..,Schinstock, J.L.,1988." Soybean and sunflower oil performance in a diesel Engine". Trans. ASAE. 29(1986): 70-73
57. Siti Zullaikah,Chao-Chin, Shaik Ramjan Vali , Yi-Hsu Ju , 2005. "A two-step acid-catalyzed process for the production of biodiesel from rice bran oil", Bioresource technology .96(2005) :1889-1896.
58. Srivastava, A., Prasad, R., 2000. "Triglycerides-Base Diesel Fuels", Renewable & Sustainable Energy Review. 4(2000) : 111-133 .

59. S.Saka,D.Kusdiana, 2001.“Biodiesel fuel from rapessed oil as prepared in supercritical methanol” ,Fuel . 80(2001) :225-231.

60. U.R.Kreutzer, 1984. “Manufacture of fatty alcohols base on natural fats and oils”, J. Am. Oil chem... Soc. 61(2): 343-348(1984).

61. V.Jordan [a,*],B.Gutsche [b], 2001.“Development of an environmentally benign process for the production of fatty acid methyl esters” Chemosphere .43(2001): 99-105.

62. Weiliang Cao, Hengwen Han,Jingchang Zhang, 2005.”Preparation of biodiesel from soybean oil using supercritical methanol and co-sovent”,Fuel.84(2005): 347-351.

63. Y.Zhang [a],M.A. dubê [a], D.D. Mclean [a,*],M.Kates [b], 2003. “Biodiesel production from waste cooking oil:1 Process design and technological assessment”. Bioresource Technology. 89(2003): 1-16.

64. Y.Zhang [a],M.A. dubê [a], D.D. Mclean [a,*],M.Kates [b], 2003. “Biodiesel production from waste cooking oil:2 Economic assessment and sensitivity analysis”. Bioresource Technology. 90(2003): 229-240.

65. Ziejewski, M., Kaufman, K.R., Pratt, G.L., 1983b. “Vegetable oil as diesel fuel”.Saminar II. Northern Regional Research Center; 19-20 October 1983.Peoria, Iilinois.

- **เทคโนโลยีชีวมวลเพื่อการผลิตความร้อนและไฟฟ้า**

1. บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม (2547) งานที่ปรึกษากรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานว่าด้วยการพัฒนาและส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน. กรุงเทพมหานคร
2. U.S. Department of Energy and U.S. Department of agriculture (2002) Roadmap for Biomass Technologies in the United States. USA.
3. National Renewable Energy Laboratory (2000) Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants. USA.
4. Technical Research Centre of Finland (2002) Review of Finnish Biomass Gasification Technologies. Finland
5. Technical Research Centre of Finland (2004) Small-scab Biomass CHP technologies Situation in Finland, Denmark and Sweden. Finland
6. U.S. Energy Needs in the New Millennium (online) Available
7. www.asme.org/NewsPublicPolicy/Relations/PositionStatements/
8. www.egco.com (online)

- **เทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ**

1. กรมควบคุมมลพิษ, 2546, คู่มือวิชาการระบบบำบัดน้ำเสียแบบไม่ใช้อากาศ เล่มที่ 1, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 204 หน้า
2. กรมควบคุมมลพิษ, 2546, คู่มือวิชาการระบบบำบัดน้ำเสียแบบไม่ใช้อากาศ เล่มที่ 2, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 204 หน้า
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2548, รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการจัดทำฐานข้อมูลก๊าซชีวภาพ, กระทรวงพลังงาน, 197 หน้า
4. กรมพัฒนาพลังงานและอนุรักษ์พลังงาน, 2549, “E-Leader”, วารสารรักษ์พลังงาน, ฉบับที่ 26 (เมษายน), หน้า 18-22

5. เฉลิมพล อดุลย์บุตร และ วุฒิภาค พรหมปลัด, 2536, “ระบบบำบัดน้ำเสียแบบบึงสังเคราะห์”, วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมโยธา, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยี พระจอมเกล้าธนบุรี, 73 หน้า
6. นารา พิทักษ์อรรณพ, 2529, รายงานฉบับสมบูรณ์เรื่องการประเมินความเหมาะสมการใช้ก๊าซชีวภาพในชนบท, สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย, หน้า 18-73
7. ธงชัย พรรณสวัสดิ์, 2544, การกำจัดไนโตรเจนและฟอสฟอรัสทางชีวภาพ, สมาคมวิศวกรรมแห่งประเทศไทย, กรุงเทพฯ
8. ธีระ เกรอต, 2539, วิศวกรรมน้ำเสีย: การบำบัดทางชีวภาพ, สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, หน้า 552-580
9. มั่นสิน ตัณฑุลเวศม์, 2542, เทคโนโลยีบำบัดน้ำเสียอุตสาหกรรม เล่ม 1, สำนักพิมพ์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพฯ
10. วิมลศิริ ปรีดาสวัสดิ์, 2537, ระบบบำบัดน้ำเสียอัตโนมัติแบบไม่ปล่อยน้ำทิ้งโดยใช้ระบบรวม SBR และบึงประดิษฐ์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 112 หน้า
11. ศรปราชญ์ ธไนศวรรยางกูร, พูนภิภพ เกษมทรัพย์, ทรงคุณ สิงหราชวัลลภ, 2541, “รายงานโครงการการบำบัดน้ำเสียโครงการตามพระราชดำริแหลมผักเบี้ย จังหวัดเพชรบุรี”, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพมหานคร, หน้า 28-1 ถึง 28-10
12. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ, 2543, รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการที่ปรึกษาเพื่อประเมินผลโครงการส่งเสริมก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์เป็นพลังงานทดแทนและปรับปรุงสิ่งแวดล้อม, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, กรุงเทพฯ
13. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ, 2545, รายงานโครงการเรื่องการลดการใช้สารเคมี ในระบบบำบัดน้ำเสียแบบยูเอเอสบีในโรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง, มหาวิทยาลัย เทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 30 หน้า
14. สมชาย ดารารัตน์, 2536, “เทคโนโลยีการบำบัดน้ำเสียแบบ UASB”, วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, ฉบับที่ 1 (ปีที่ 8), หน้า 65-75
15. สมพงษ์ ใจมา, 2548, การใช้ก๊าซชีวภาพในฟาร์มเลี้ยงสัตว์, เอกสารการประชุมวิชาการสิ่งแวดล้อมครั้งที่ 4, สมาคมวิศวกรรมสิ่งแวดล้อมแห่งประเทศไทย, หน้า 186-192
16. อุดร จารุรัตน์, 2537, “การใช้บึงประดิษฐ์ (Constructed Wetlands) ในการบำบัดนำเสีย”, วิศวกรรมสาร, ปีที่ 47, เล่มที่ 2(ก.พ.), วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย, กรุงเทพมหานคร, หน้า 66-68
17. Aden, A., Ruth, M., Ibsen, K., Jechura, J., Neeves, K., Sheehan, J. and Wallace. B, 2000, Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-Current Dilute Acid Prehydrolysis and Enzymatic Hydrolysis for Corn Stover, National Renewable Energy Laboratory , U.S.A.
18. AD-Nett Project, 2000, “Anaerobic Digestion of Agro-Industrial Waste: Information Networks” Available at: www.AD-nett.org.
19. Ahring, B.K., 2003, “Biomethanation I, Advance in Biochemical Engineering Biotechnology”, Series 81, edited by T. Scheper, Springer-Verlag, Berlin.
20. Ahring, B.K., 2003, “Biomethanation II, Advance in Biochemical Engineering Biotechnology”, Series 81, edited by T. Scheper, Springer-Verlag, Berlin.
21. Aiyuk, S., Forrez, I., Kempeneer Lieven, D., van Haandel, A. and Verstraete, W., 2006, “Anaerobic and Complementary Treatment of Domestic Sewage in Regions with Hot Climates—A Review, Bioresource Technology, Vol. 97, pp. 2225–2241.
22. Al Seadi, T., (Ed), 2004, Biogas from AD: BIOEXELL Training Manual, BIOEXELL-European Biogas Center of Excellence, DK., 88 pages.
23. Al Seadi, T., 2000, Dennish Biogas Plants- Plant Descriptions, Edited by: Jens Bo Holm-Nielsen, Published by: Bioenergy Department, University of Southern Denmark.

24. Al Seadi, T.A., Good Practice in Quality Management of AD residues from biogas production, Bioenergy Department, University of Southern Denmark (SDU),
25. Angsuwan, S., 2001, "Promotion of Energy Efficiency and Renewable Energy in Thailand", EnergyConservation and Renewable Energy Division, National Energy Policy Office (NEPO), Bangkok, Thailand.
26. Barber, W. P. and Stuckey, D. C., 1999, The Use of the Anaerobic Baffle Reactor for Wastewater Treatment: A Review, Wat. Res., Vol. 33, No. 7, pp. 1559-1578.
27. Benefield, L.D. and Randall, C.W., 1980, "Biological Process Design for Wastewater Treatment", Prentice-Hall, Inc., New Jersey, U.S.A., pp 322-390.
28. Bhumiratana, S., Tantichareon, M. Putamayothin, N. and Supajanya, N., 1984, "Biogas Technology in Thailand", Proc.2nd Asean Workshop on Biogas Tech., pp. 104-110.
29. Bougrier, C., Albasi, C. and Carr`ere, H, 2006, "Effect of Ultrasonic, Thermal and Ozone Pre-treatments on Waste Activated sludge Solubilisation and Anaerobic Biodegradability", Chemical Engineering and Processing, Vol. 45, pp. 711– 718.
30. Bryers, J. D. (ed.), 2000, Biofilm II: Process Analysis and Application, Wiley-Liss, New York, USA, 432 p.
31. Caine, M, 2000, "Biogas Flares State of the Art and Market Review", Topic report of the IEA Bioenergy Agreement.
32. Colls, J. 1997, Air pollution: an Introduction, E&FN Spon, London, UK.
33. Doorn, M. R. J, Strait, R. P. and Barnard, W. R., 1997, Estimates of Global Greenhouse Gas Emissions from Industrial and Domestic Wastewater Treatment, EPA Report; Contract No. 68-D4-0100.
34. Fang, H. H. P., Lianga, D. W., Zhanga, T. and Liub, Y., 2006, "Anaerobic Treatment of Phenol in Wastewater under Thermophilic Condition", Water Research, Vol. 40, Issue. 3, pp. 427–434.
35. Frankin, R. J., 2001, "Full-scale Experiences with Anaerobic Treatment of Industrial Wastewater", Water Science and Technology, Vol. 44, No. 8, pp. 1–6.
36. Gabriel, J.H., 1994, Wastewater Microbiology, Wiley Liss, Inc., pp. 68.
37. Garcia, S.G., Institute for Jordbruks (JTI), 2005, Farm Scale Anaerobic Digestion Integrated in an Organic Farming System, Institute for Jordbruks (JTI), Sweden 39 pages.
38. Gavrilescu, M., 2002, "Engineering Concerns and New Developments in Anaerobic Waste-water Treatment, Clean Techn Environ Policy, Vol. 3, pp. 346–362.
39. Moshiri, G. A., 1993, "Constructed Wetlands for water quality improvement, Lewis Publishers, U.S.A.
40. Gerardi, M.H., 2003, The Microbiology of Anaerobic Digester, John Wiley & Son Publication, U.S.A.
41. Gregersen, K.H., 1999, "Centralised Biogas Plants- Integrated Energy Production, Waste Treatment and Nutrient Redistribution Facilities", Edited by: Johannes Christensen, Danish Institute of Agricultural and Fisheries Economics.
42. Guiot, S.R. and van den Berg, L., 1985, "Performance of an Upflow Anaerobic Reactor Combining a Sludge Blanket and a Filter Treating Sugar Waste," Biotechnology and Bioengineering, Vol. 27, No. 6, pp. 800-806.
43. Hulshof Pol, L., 1998, "GTZ Sectoral Project: Promotion of Anaerobic Technology for the Treatment of Municipal and Industrial Wastes and Wastwaters", Proceedings of 5th Latin American Workshop Seminar.

44. Intarangsi, A. and Kiatpakdee, W., 2000, “The Experience on Biogas Technology in Thailand: From Development to Delivery”, Biogas Advisory Unit, Institute for Science and Technology Research and Development, Chiang Mai University, Thailand.
45. Kansal, A., Rajeshwari, K. V., Barakrishnan, M., Lata, K., Kishore, V. V. N., 1998,
46. “Anaerobic Digestion Technology for Energy Recovery from Industrail Wastewater-A
47. Study in Indian Context”, TERI Information Monitor on Environmental Science, Vol. 3, Issue 2, pp. 67-75.
48. Kohl, A. and R. Neilsen, 1997, Gas Purification, Golf Publishing Company, Houston, Taxas: 1395 p.
49. Kurt Roos, 2002, Status of Anaerobic Digestion in the U.S.A., Annual Meeting of Environmental Protection Agency for NASEO September 20, U.S.A.
50. Lettinga, G., Rebac, S. and Zeeman, G., 2001, “Challenge of Psychrophilic Anaerobic Wastewater Treatment”, TRENDS in Biotechnology, Vol. 19, No.9.
51. Lettinga, G., Van Velsen, A. F. M., Hobma, S. W., De Zeeuw, W., and Klapwijk, A., 1979, “Use of the up-flow Sludge Blanket (USB) Reactor Concept for Biological Wastewater Treatment Especially for Anaerobic Treatment”, Biotechnology and Bioengineering, Vol. 22, pp. 699-734.
52. Lusk, P. and Moser, M., 1996, “Anaerobic Digestion-Yesterday, Today and Tomorrow”, The 9th European Bioenergy Conference, June 24-27, Copenhagen, Denmark, Pergamon Press, pp 284-289.
53. Lynn Wright, 2006, “Worldwide Commercial Development of Bioenergy with a Focus on Energy crop-based Projects”, Biomass and Bioenergy, Vol. 30, pp. 706– 714
54. Mata, T. and Tamama, H.A., 1994, “Evaluation of Chemical to Control the Generation of Malodorous Hydrogen Sulfide in Wastewater”, Water Resource, Vol. 29, No.12, pp. 2545-2552.
55. McCarty, P. L. and Rittmann, B. E., 2001, Environmental biotechnology: Principles and applications, Boston: McGraw Hill.
56. Metcalf and Eddy, 2003, Wastewater engineering: treatment and reuse, 4 th edition, Boston, McGraw Hill.
57. Moshiri, G.A., 1993, Constructed Wetlands for water quality improvement, Lewis Publishers.
58. Mulder, R., Vereijken, T. L. F. M., Frijters, C. T. M. J. and Vellinga, S. H. J., “Future Perspectives in Bioreactor Development”, Water Science and Technology, Vol. 44, No. 8, pp. 27-32.
59. Nicollela, C., Van Loosdrecht, M. C. M., Heiknen, J. J., 2000, “Waste Water Treatment with Particulate Biofilm Reactor”, Journal of Biotechnology, Vol.80, pp .1-33.
60. OSHA, 2003, Occupational Safety and Health Administration Hazardous Pollutants List, Department of Labor, Washington D.C., U.S.A., Available at: www.OSHA.gov.
61. Qian Yi, 1996, “Current Status of Anaerobic Digestion in China”, Proc. 8th International Conference on Anaerobic Digestion Vol. 1, Sendai, Japan, pp. 17-23.
62. Razo-Flore, E., Lettinga, G. and Jim, A., 1999, “Biotransformation and Biodegradation of Selected Nitroaromatics under Anaerobic Conditions”, Biotechnol. Prog. Vol. 15, pp. 358-365.
63. Rintala, J. A., Jain, V.K. and Kettunen, R.H., “Comparative Status of the World-Wide Commercially Available Anaerobic Technologies Adopted For Biomethanation of Pulp and Paper Mills Effluents”, Proc. 4th Int. Conf. on Pulp and Paper Industry, Paperex 99, December 14-16 New Delhi, India. pp. 519-540.
64. Rittman, B.E. and McCarty, P.L, 2001, Environmental Biotechnology: Principles and Applications, McGraw-Hill, Boston.
65. Saele, L. M., 2004, Covered Lagoons-Anaerobic Digester, AgSTAR National Conference, March 24-25, NRCS, Ft Worth, TX. U.S.A.

66. Santos, A. B. D., Madrid, M. P. D., Stam, A. J. M. and Van Lier, J. B. and Cervantes, F. J., 2005, "Azo-Dye Reduction by Mesophilic and Thermophilic Anaerobic Consortia", Biotechnol. Prog. Vol. 21, pp. 1140-1145.
67. Sharon, M., O'Reilly, C., Mahony, T., Cilleran, E. and O'Flaherty, 2003, "Anaerobic Granular Sludge Bioreactor Technology", Review in Environmental Science and Bio/Technology, Vol. 2, pp. 225-245.
68. Speece, R. E., 1996, Anaerobic Biotechnology for Industrial Wastewaters, Archae press, Tennessee, pp130-172.
69. Angsuwan, S., 2001, Promotion of Energy Efficiency and Renewable Energy in Thailand, Energy Conservation and Renewable Energy Division, National Energy Policy Office (NEPO), Bangkok, Thailand.
70. Trend Settler, 2003, "Biogas as Vehicle Fuel: A European Overview", Trend Settler Report No. 2003:3, 47 pages.
71. Van Lier, J.B., Tilche, A., Ahring, B.K., Macarie, H., Moletta, R., Dohanyos, M., Hulshoff, L. P, Lens, P. and Verstraete, W., 2001, "New perspectives in Anaerobic Digestion", Water Science and Technology, Vol. 43, No. 1, pp 1-18.
72. Walsh, J.L., Ross, C.C., Smith, M.S., and Harper, S.R., 2532, "Utilization of Biogas", Biomass, Vol. 20, pp. 277-290.
73. Wellinger, A. and A. Linberg, 2002, Biogas Upgrading and Utilization-IEA Bioenergy Task 24, International Energy Association, Paris, France: 20 p.
74. Wellinger, A. and Lindberg, A., Task 24: Energy from biological conversion of organic waste; Upgrading and Utilization of Biogas, IEA Bioenergy.
75. Wheatley, A. D (1997) "Applications of Anaerobic Digestion for the Treatment of Industrial Wastewaters in Europe", Water and Environmental Management, 11, pp. 39-46.
76. Wiegant, W. M., 2001, "Experiences and Potential of Anaerobic Wastewater Treatment in Tropical Regions", Water Science and Technology, Vol. 44, No. 8, pp. 107-113.
77. Wilkie, A. C., 2004, Fixed Film Digester, Agstar Conference, U. of Florida, U.S.A.
78. Woese, C.R., 1987, "Bacterial Evolution", Microbiological Reviews, Vol.51, No.2, pp. 221-271
79. Xiang, Q., Lee, Y. Y., Pettersson, P. O., Torgets, R. W., "Heterogeneous Aspects of Acid Hydrolysis of α-Cellulose", Applied Biochemistry and Biotechnolog, Vol. 107, No.1-3.
80. Zicari, S., 2003, Removal of Hydrogen Sulfide from Biogas using Cow-Manure Compost, M.S. Thesis, Faculty of the graduate school. Cornell University, 120 p.

- **เทคโนโลยีการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากขยะ**

1. กรมควบคุมมลพิษ (2549).สรุปสถานการณ์มลพิษของประเทศไทยปี พ.ศ. 2548 www.pcd.go.th/SolidWaste/wasteStat42/wasteThai.htm
2. กรมควบคุมมลพิษ (2545). รายงานสถานการณ์มลพิษของประเทศไทย พ.ศ. 2545, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติ และสิ่งแวดล้อม.
3. กรมควบคุมมลพิษ (2543). รายงานสถานการณ์มลพิษของประเทศไทยในรอบทศวรรษ (2532-2542), กระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยี และสิ่งแวดล้อม.
4. ไพรัช ธัชยพงศ์ และ คณะ (2548). รายงานความก้าวหน้า การประเมินเทคโนโลยีในการกำจัดขยะมูลฝอยที่เหมาะสมกับประเทศไทย ครั้งที่ 1, คณะกรรมการประเมินเทคโนโลยีในการกำจัดขยะมูลฝอยที่เหมาะสมกับประเทศไทย
5. กรมควบคุมมลพิษ (2546). สรุปสถานการณ์มลพิษของประเทศไทย พ.ศ. 2546, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม.

6. Australian CRC for Renewable Energy Ltd (2005). Waste to Energy System
7. Presentation titled “Energy Systems Analysis (Bioenergy Focus) and Related Policy Issues”, Eric Larson, July 2005, the Joint Graduate School of Energy and Environment
8. R. Eden, “ The Gasification of Domestic Waste for Energy Recovery and Waste Minimization”, Organics Ltd, United Kingdom, 2003.
9. Final Report, “Refuse Derived Fuel, Current Practice and Perspectives”, European Commission–Directorte General Environment, 2003.
10. Report, “Review of Current Status of Anaerobic Digestion Technology for Treatment of Municipal Solid Waste”, Regional Information Service Center for South East Asia on Appropriate Technology, 1998.
11. Ahring B. K. (2003). Perspectives for Anaerobic Digestion. In: *Advances in Biochemical Engineering/Biotechnology*, T. Scheper (ed.), vol 81, Springer, Berlin, pp. 1-30
12. Bouallagui H., Touhama Y., Ben Cheikh R. and Hamdi M. (2005). Bioreactor performance in anaerobic digestion of fruit and vegetable wastes. *Process Biochemistry*. 40, 989-995.
13. Karena M.O., Karsten M., and Nickolas J.T, 12th North American Waste to Energy Conference (NAWTEC12), 2004.
14. เกียรติไกร อายุวัฒน์ (2538), การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้แก๊สชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะ, การสัมนาทางวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกล ครั้งที่ 9 หน้า III61-III77
15. Tchobanoglous G., T.Hilary and S.Yigil. 1993. Integrated Solid Waste Management, Mc Graw-Hill, Inc., Singapore. 1993. 978 p.
16. Final Report, “Generating Biogas from Source Separated Organic Waste for Energy Production”, RIS International, Mac Viro, and aka Allen Kani Associates, 2002.
17. Teixeira, A. A., Chynoweth, D. P., Haley, P. J. and Sifontes, J. R. (2003). Commercialization of SEBAC Solid Waste Management Technology. Systems (ICES). Paper 2003-ICES-037.

- **เทคโนโลยีพลังน้ำขนาดเล็ก**

1. Bunge, Thomas; Dirbach, Dirk; Dreher, Bernhard; Fritz, Karin; Lell, Otmar; Rechenberg, Bettina; Rechenberg, Jörg; Schmitz, Eva; Schwermer, Sylvia; Steinhauer, Manfred; Carola, Steudte; Voigt, Thomas: Wasserkraftanlagen als erneuerbare Energiequelle. Umweltbundesamt (Hrsg.), 2001.
2. Chamberland, A.; Levesque, S.: Hydroelectricity, an option to reduce greenhouse gas emissions from thermal power plants. In: Energy Convers. Mgmt., Vol. 37, Elsevier Science, 1996. S. 885-890.
3. Hassinger, Reinhard: Der Borstenfischpass - ein ökologisch effektiver Fisch- und Benthosaufstieg. In: 4. Anwenderforum Kleinwasserkraftwerke, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V., 2001.
4. Hintermann, Markus: Wenn Fische in den Fahrstuhl steigen. In: 4. Anwenderforum Kleinwasserkraftwerke, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V., 2001.
5. http://www.thairath.com/today/ntoday/farming/farm1.html [Date: 18. December 2001].
6. Jungwirth, M.: Lauf- und Ausleitungskraftwerke aus hydrobiologischer Sicht. In: Naturnahe Gestaltung von Stauanlagen, Landschaftswasserbau Bd. 7. Institut für Wassergüte und Landschaftswasserbau TU Wien (Hrsg.), 1986.
7. Klepser, Helmut: Ökologische Aspekte bei der Errichtung von Kleinwasserkraftanlagen, VDI Berichte Nr. 1236. VDI-Verlag, Düsseldorf 1996.

8. เหลี่ยมศิริเจริญ, สุเทพ: การดำเนินงานและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก, internal report, DEDP, 2542.

9. Masuhr, K.; Weidig, I.; Tautsching, W.: Die externen Kosten der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Teilbericht zum Projekt externe Kosten und kalkulatorische Energiezuschläge für den Strom- und Wärmebereich, Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.), 1994.

10. Meyerhoff, Jürgen; Petschow, Ulrich: Umweltverträglichkeit kleiner Wasserkraftwerke, Zielkonflikte zwischen Klima- und Gewässerschutz. Umweltbundesamt (Hrsg.), 1998.

11. Odeh, Mufeed: A Summary of Environmentally Friendly Turbine Design Concepts. U.S. Department of Energy Idaho Operations Office, 1999.

12. Oud, E.: CO_2-Bilanz von Wasserkraftanlagen. VDI Berichte Nr. 1127. VDI-Verlag, Düsseldorf 1994.

13. Pal Consultants Co. Ltd.; Aggie Consult Co. Ltd.: Post Environmental Evaluation of Khao Laem Dam Projekt (in Thai). Interner Bericht, EGAT, Bangkok 1990.

14. Paul, Ronald; Tönsmann, Frank: Zur Durchgängigkeit von Talsperren für Lebewesen am Beispiel der Edertalsperre. In: 4. Anwenderforum Kleinwasserkraftwerke, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V., 2001.

15. Adam Harvey et al "Micro-Hydro Design manual, a guide to small-scale water power schemes"1993.

16. Kueny J.L. "*Objetives for Small Hydro technology*", EPFL-INPG, Grenoble, France.

17. "*Small Hydropower*", Renewables for Powe generation: status & Prospect, International Energy Agency.

• เทคโนโลยีพลังงานลม

1. Bird L., et.al*, Policies and Market Factors Driving Wind Power Development in the United States*, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-620-34599, 2003.

2. BTM Consult APS, *Ten Year Review of the International Wind Power Industry 1995-2004*, September 2005.

3. George Sterzinger and Matt Svrcek, *Wind Turbine Development: Location of Manufacturing Activity*, Technical Report: Renewable Energy Policy Project, 2004.

4. Gieleeki M, Mayes F, and Prete L, *Incentives, Mandates and Government Programs for Promoting Renewable Energy*, Renewable Energy Issues and Trends 2000*,* Energy Information Administration, DOE/EIA-0628, 2000.

5. JETRO Japanese Market Report, *Regulations & Practices: Wind Power Equipmen*t, March 2002.

6. Kristine L.Verdin SAIC/EROS Data Center, Estimation of Average Annual Streamflows and Power Potential in Alaska and Hawaii, Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, INEEL/EXT-04-01735, May 2004.

7. Mark Bolinger and Ryan Wiser, *A Comparative Analysis of Business Structures Suitable for Farmer-Owned Wind Power Projects in the United States*, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-56703.

8. National Renewable Energy Laboratory, *Energy ePubs Update*, April 2005-June 2005.

9. U.S. Department of Energy, *Wind Energy Multi Year Program Plan for 2005-2010*, November 2004,

10. U.S. Department of Energy, *Wind Power Today*, DAE/G0-102005-2115, April 2005.

11. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย: การไฟฟ้านครหลวง: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงและระบบ cogeneration, ฉบับปรับปรุง, 2545

12. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คู่มือวิเคราะห์การลงทุนตามหลักสูตรของ John Deutsch International Executive Program, ธันวาคม 2547

13. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม,ร่างรายงานการศึกษาขั้นสุดท้าย โครงการศึกษาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์,ธันวาคม 2546

14. สุรีย์พร พานิชอัตรา,*การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คิรีธาร แบบสูบกลับ*, วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2540

15. เอกประพันธ์ อักษรพันธ์, การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสาธิตระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน, วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2543

16. http://eereweb.ee.doe.gov/windandhydro/

17. http://teenet.chiangmai.ac.th/eng/energy_web.php

18. http://wind-turbine.iqnaut.net/

19. http://www.ecobusinesslinks.com/small_wind_turbines_small_wind_generators_gallery.htm

20. http://www.efe.or.th

21. http://www.egat.co.th

22. http://www.gepower.com/businesses/ge_wind_energy/en/index.htm

23. http://www.nedo.go.jp/english/archives/170803/170803.html

24. http://www.smallwindenergy.ca/en/Resources/Manufacturers/Mini.html

25. http://www.solardyne.com/win15swinfar.html

26. http://www.teenet.chula.ac.th

27. http://www.unido.org/en/doc/25010

28. http://www.windpower.org/en/tour/econ/econ.htm

- **เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์**
  - **เซลล์แสงอาทิตย์**

1. กฤษณพงศ์ กีรติกร ธวัชชัย สุวรรณคำ และ วีระพล โมนยกุล (2541), “การวิจัยและใช้งานโซล่าเซลล์ในประเทศไทย”, บทความเสนอในการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 21 12-13 พฤศจิกายน 2541, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, กรุงเทพฯ
2. ดุสิต เครืองาม และ คณะ (2546), “แนวทางการลงทุนจัดตั้งอุตสาหกรรมผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย”, รายงานความก้าวหน้าครั้งที่1 โครงการเสนอ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน

3. ดุสิต เครืองาม และ คณะ (2548), “แนวทางการลงทุนจัดตั้งอุตสาหกรรมผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย”, รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการเสนอกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน
4. ธีรศักดิ์ สมศักดิ์ (2543), “การประเมินความเหมาะสมทางเทคนิค เศรษฐกิจและผลกระทบทางสังคมของการติดตั้งระบบประจุแบตเตอรี่ด้วยโซล่าเซลล์”, วศ.ม. , สายวิชาเทคโนโลยีพลังงาน, คณะพลังงานและวัสดุ, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้า ธนบุรี
5. บทสัมภาษณ์ ดร. กฤษณพงศ์ กีรติกร มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
6. บทสัมภาษณ์ บริษัท ฟอร์ท คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน)
7. บทสัมภาษณ์ บริษัท ลีโอนิคส์ จำกัด
8. บทสัมภาษณ์ ผู้จัดการโครงการพลังงาน บริษัท เทสโก้ โลตัส จำกัด
9. บทสัมภาษณ์ ศ.ดร. ดุสิต เครืองาม บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)
10. บทสัมภาษณ์ ศ.ดร. สมศักดิ์ ปัญญาแก้ว จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
11. บริษัท พาส เอ็นจิเนียริ่ง คอนซัลแตนท์ จำกัด และบริษัท ปัญญา คอนซัลแตนท์ จำกัด(2547), “งานประเมินผลทางด้านเทคนิค เศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม โครงการจัดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับโรงเรียนในชนบทที่ไม่มีไฟฟ้า”,รายงานเสนอ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
12. ปรีชา ขวัญเมือง (2541), “การประเมินทางเทคนิคและเศรษฐกิจและผลกระทบทางสังคมของการติดตั้งระบบสูบน้ำ ด้วยโซล่าเซลล์ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ”,วม.ท. , สายวิชาเทคโนโลยีพลังงาน, คณะพลังงานและวัสดุ, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
13. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2547), “โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการใช้โซล่าเซลล์ในระดับครัวเรือนในระยะยาว”, รายงานเสนอสถาบันคลังสมอง กระทรวงศึกษาธิการ
14. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2548), “การศึกษาผลกระทบกับระบบจำหน่ายจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในเขตเมือง”, รายงานโครงการเสนอ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน
15. Barnett A. and Resch R. (2005), “Our Solar Power Future: The U.S. PV IndustryRoadmap for 2030 and Beyond”, Proceedings of PVSEC15, Shanghai, pp20-25
16. Berkeley Lab and the Clean Energy Group, (2002), “Using Bulk PurchaseCommitments to Foster Sustained Orderly Development and Commercializationof PV”, Sep 2002, 8p
17. David Linden (1995), “Handbook of Batteries”, 2nd , McGraw- Hill Inc,
18. Eckhart M.T., Stone J.K., Rutledge K., 2003, “Financing PV growth”, RenewableEnergy World, May – June 2003, P112 – 127
19. European Commission Joint Research Centre: Renewable Energy Unit (2004), “PV Status Report 2004”, October 2004
20. European Commission Joint Research Centre: Renewable Energy Unit (2003), “PV Status Report 2004”, September 2003
21. Friedrich Sick and Thomas Erge , “ Photovoltaics in Buildings”, IEA Task16, pp 35-36
22. IKKI Osamu and et.al., (2005), “PV Activities in Japan”, Proceeding of PVSEC-15,October 12th, 2005 , Shanghai
23. International Energy Agency (2002), “Grid connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipment”, Report IEAPVPS T5-05:2002 (2002), December 2002
24. International Energy Agency (2005), “Trends in Photovoltaic Applications Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2004” , Report IEA-PVPS T1-14:2005
25. International Energy Agency, (1999), Report IEA – PVPS 3-06:1999, “Lead – Acid Battery Guide for Stand-Alone Photovoltaic System”

26. International Energy Agency, IEA PVPS T3-05:1998, “Recommended Practices for Charge Controller”
27. Jivacate C. and et. al., (1999), “Thailand’s First Cost Share PV Roof Top Grid Connected Pilot Project”, Proceeding of PVSEC 12, pp20-24
28. Kame Y. Khouzan, 1999, “Technical and Economic Assessment of Utility Interactive PV Systems for Domestic Application in South East Queensland”,IEEE Transaction on Energy Conversion Vol. 14, No 4, December, P1544-1550
29. Maycock Paul (2005), “PV market update”, Renewable Energy World Review issue 2005-2006, pp86-99
30. Maycock Paul D., (2002), “Photovoltaic Technology Performance and Cost 1995-2010”, PV Energy System Inc.
31. Nordman T. (2005), “Feed in Tariffs and Building Integrated PV”, Proceeding of2nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona, 6-10 June 2005.
32. PV system components, “Planning and Installing Photovoltaic System”, A guidefor installers, architects and engineers, pp99 – 104
33. Renewables 2005 Global Status Report, “Policy Landdscape” pp. 23
34. Sakata I. et. al., (2005) “ PV Roadmap Toward 2030 in Japan”, receding of PVSEC15, Shanghai, pp31-34
35. Shah A. et.al., 1999, “Photovoltaic Technology : The Case for Thin – film Solar Cells”, Science Magazine, vol. 285, 30 July 1999, P692 – 698
36. SMUD PV Program Review, (2000), 48p.
37. URL://http://www.blueskyenergyinc.com, November 2005
38. URL://http://www.morningstarcorp.com, October 2005
39. URL://http://www.plasmatronics.com, October 2005
40. URL://http://www.Uhlman-solar.com, October 2005
41. URL://http://www.xantrex.com, October 2005
42. URL:http//www.3kbattery.co.th, December 2005
43. URL:http//www.commue1.com, December 2005
44. URL:http//www.econowatd.com, December 2005
45. URL:http//www.eppo.co.th, January 2006
46. URL:http//www.forth.co.th, December 2005
47. URL:http//www.gsbattery.co.th, December 2005
48. URL:http//www.leonics.co.th, December 2005
49. URL:http//www.mea.or.th/Ft status Tics.htm
50. URL:http//www.nst.ds.or.th/entec, January 2006
51. URL:http//www.pst.co.th, December 2005
52. URL:http//www.scgweb.cementhai.co.th/fbbattery, December 2005
53. URL:http//www.siamsolar.com, December 2005
54. URL:http//www.SMA.de/solar, December 2005
55. URL:http//www.solar.sharpusa.com/solar/inverter_and_monitor, December 2005
56. URL:http//www.stecasolar.com, December 2005
57. URL:http//www.sysdome.com, December 2005
58. URL:http//www.tarad.com/yuasa, December 2005
59. URL:http//www.xantrex.com, December 2005
60. URL:http//www1.mod.go.th/opsd/didweb/battery.htm, December 2005
61. URL:http://www.eppo.co.th, October 2005

62. URL:http://www.sert.nu.ac.th, January 2006
63. URL:http://www.solarbuzz.com , October 2005
64. Wenger H., Hoff T. and Pepper J., (1996), "Photovoltaic Economics and Markets : The Sacramento Municipal Utility District as a Case Study", Report to SMUD

การผลิตไฟฟ้าจากความร้อนอุณหภูมิสูง

1. เสริม จันทร์ฉาย และจรุงแสง ลักษณบุญส่ง, แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูล ดาวเทียม สำหรับประเทศไทย, **รายงานการวิจัย**, กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน, กรุงเทพ ฯ , พ.ศ. 2542
2. Dudley V. E., Kolb G. J., Mahoney A. R., Mancini T. R., Matthews C. W., Sloan M. and Kearney D., (1994) Test Results of SEGLS-2 Solar Collector, Report no. SAND 94-1884. Sandia National Laboratories, Albuque.
3. Duffie J. A. and Beckman W. A., (1991) **Solar Engineering of Thermal Processes**, John Wiley & Sons, New York.
4. IEA, 2003. Renewables for power generation, Status and Prospects, International Energy Agency Report 77-99.
5. Iqbal, M., 1983. An Introduction to Solar Radiation, Academic Press, New York.
6. Janjai, S., Laksanaboonsong, J., Nunez, M., Thongsathitya, A., 2005. Development of a method for generating operational solar radiation maps from satellite data for a tropical environment, Solar Energy 78, 739-751.
7. Lacis, A.A., Hansen, J.E., 1974. A parameterization for the absorption of solar radiation in the earth's atmosphere. Journal of Atmospheric Science 31, 118-132. Machler, M., 1983. Parameterization of solar radiation under clear skies. M.A.Sc. Thesis, University of British Columbia, Vancouver. Canada.
8. Marshall, J.L., 1993. Revision of GMS Stretched-VISSR Data Format, Japan Meteorological Agency.
9. Tanre′ D., Deroo C., Duhaut P., Herman N., Morcrette J.J., Perbos J., Deschamps P.Y., 1986. Simulation of the satellite Signal in the Solar Spectrum, Technical Report, Laboratoire d′ Optique Atmospherique, Universite des Science et Techniques de Lille, 59655 Villeneuve d′ Ascq Cedet dex, France.

<u>เทคโนโลยีเครื่องยนต์ Stirling</u>

1. Bancha Kongtragool and Somchai Wongwises, "A review of solar-powered Stirling engines and low temperature differential Stirling engines", Renewable & Sustainable Energy Reviews, 7(2003).
2. Becker M. et al., "Solar Thermal Power Plants", EUREC-Agency, 2003.
3. David Faiman et al., "PETAL: A Research Pathway to Fossil-Competitive Solar Electricity", IEEE, 2002.
4. Diver, R.B., C.E. Andraka, J.B. Moreno, D.R. Adkins, and T.A. Moss, "Trend in Dish-Stirling Solar Receiver Design", Proceedings of the IECEC, Reno, NV (1990).
5. SBP (Schlaich Bergermann und Partner), "EuroDish –Stirling", Company's information, Germany, 2001.
6. German Aerospace Research Establishment (DLR), "Solar Electricity Generation-A Comparative View of Technologies, Costs and Environmental Impact", Stuttgart, Germany.
7. Kreith, F., and J.F. Kreider. 1978. Principles of Solar Engineering. McGraw-Hill, New York.
8. Sandia National Laboratory, Stirling Energy Systems, Information dated December, 2005.
9. SBP (Schlaich Bergermann und Partner), htpp://www.stirling-engines.de, 2005.

10. SBP (Schlaich Bergermann und Partner), “Envirodish and Eurodish –System and Status”, Stuttgart, Germany.
11. Stine Diver, “A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology”, CREST, USA, 2006.
12. SunLab, “Concentrating Solar Power Program”, http://www.eren.doe.gov/sunlab, 2006.
13. Thomas Mancini et al, “Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status”, Journal of Solar Energy Engineering, ASME, 2003.

- **ความร้อนแสงอาทิตย์อุณหภูมิต่ำ**

เทคโนโลยีทำความเย็น (Solar Absorption Cooling Technology)

1. K., Soteris, Solar Thermal Collectors and Applications. Progress in Energy and Combustion Science, Volume 30: 2004; pp 231-295.
2. BASSETT applied research, Design Guide for the Application of Solar Cooling and Supplementary Heating of Commercial Buildings. BASSETT, Australia; pp. 1-22.
3. Boonnasa, S., Namprakai, P., Muangnapoh, T. Performance Improvement of the Combined Cycle Power Plant by Intake Air Cooling Using an Absorption Chiller. Energy; November 2005.
4. Constantinos A., Balaras, Gershon Grossman, Hans-Martin Henning, Carlos A. Infante Ferreira, Erich Podesser, Lei Wang and Edo Weimken, Solar Air Conditioning in Europe: an Overview. Renewable & Sustainable Energy Reviews, Article in press; Elsevier.
5. F. Mahjouri, Vacuum Tube Liquid-Vapor (Heat-pipe) Collectors, Publications of Thermo technologies Company Columbia.
6. German Aerospace Research Institute, Optical Improvement of Market Available Parabolic Trough Collector, Document corresponding SACE’ Questionnaire.
7. Gershon Grossman, Solar Cooling, Dehumidification, and Air-Conditioning. Encyclopedia of Energy, Volume 5: 2004; pp 575-585.
8. Hans-Martin Henning, Air Conditioning With Solar Energy. Presentation of SERVITEC; October 2000.
9. Herold, K.E., Radermacher, R., and Klein, S.A., Absorption Chiller and Heat Pumps, CRC Press.
10. IEA Solar Heating and Cooling Programme, Annual Report, Washington DC, 2004 pp. 10-22.
11. IEA Solar Heating and Cooling Programme, Technical Report of Task 25 Solar Assisted Air Conditioning of Buildings: Ongoing Research Relevant for Solar-Assisted Air-Conditioning Systems, October, 2002.
12. IEA Solar Heating and Cooling Programme, Technical Report of Task 25 Solar Assisted Air Conditioning of Buildings: Appendix October, 2002.
13. Funken, K.H., Hennecke, K., Richter, C., Industrial Application of Solar Radiation, German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Germany
14. Public Interest Energy Research (PIER), Design and Optimized of Solar Absorption Chiller: A Consultant Report, March 2002; pp 1-42.
15. R.Z. Wang and R.G. Oliveira, Adsorption Refrigeration-An Efficiency Way to Make Good Use of Waste Heat and Solar Energy. International Sorption Heat Pump Conference June 22-24; Denver, CO, USA.
16. Saman, W. Krause, M. and Vajen, K., Solar Cooling Technologies Current Status and Recent Developments. Proceedings on Solar 2004; 30 November-3 December 2004; Australia.
17. Solar Air Conditioning In Europe (SACE), Evaluation Report: Project NNE5/2001/25, March 2003-August 2003; pp 61-87.
18. Solar Air Conditioning In Europe (SACE), Guidelines, Chapter1-Chapter 5.

19. Solar Air Conditioning In Europe (SACE), Economic Results Report on SACE Project: Project NNE5/2001/25, March 2003-August 2003; pp 7-9.
20. Solargenix Energy, Engineering Specifications: Winston CPC Series. Document from Solargenix Energy LLC, North Carolina.
21. Solargenix Energy, Technical Data for Solar Collector: Winston CPC Series. Document from Solargenix Energy LLC, North Carolina.
22. SOLEL, SunCooler. System Description of a Two-stage Absorption Cooling, Document from Solel Solar System Ltd., Israel.
23. Srikirin, P., A study of a diffusion absorption refrigerator. Doctoral dissertation, SIIT; 2001
24. Syed, A., Izquierdo, M., Rodriguez, P., Maidment, G., Missenden, J., Lecuona, A., and Tozer, R., A novel experimental investigation of a solar cooling system in Madrid. International Journal of Refridgeration 28; 2005 pp. 859-871.
25. Tang, O. and Mohanty, B. Industrial Energy Efficiency Improvement Through Cogeneration: A case study of the texttle industry in Thailand. Energy 21; 1996 pp. 1169-1178.
26. Thermomax, Evacuated Solar Energy Collector: Technical Reference & Installation Manual. Thermo technologies Company Columbia.
27. http://www.sciencedirect.com
28. http://www.ocp.tudelft.nl/ev/res/sace.htm
29. http://www.energy.ca.gov/pier/final_project_reports/500-04-062.html

ผลิตภัณฑ์ CPC และ ICPC

1. http://www.solargenix.com/building_products.cfm
2. http://webpages.csus.edu/~sac74496/
3. http://www.solel.com/products/icooling/solar_cooling/
4. http://hep.uchicago.edu/solar/icpc.html

ผลิตภัณฑ์ ETC

1. http://www.thermomax.com/tec_index.htm

ผลิตภัณฑ์ ล้อดูดความชื้น

1. http://www.semcoinc.com/Products.nsf/ProductLine

รางพาราโบลิครวมแสง

1. http://www.eere.energy.gov/troughnet/
2. http://www.solarpaces.org/csp_technology.htm
3. http://www.industrialsolartech.com/rmt.htm
4. http://www.eere.energy.gov/solar/csp.html

ราคา ETC, CPC

1. http://www.greenshop.co.uk/solar/documents/Consolar-prices.pdf
2. www.solarserver.de/wissen/sonnenkollektoren-e.html

เทคโนโลยีเครื่องสูบน้ำ

1. พินิจ ศิริพฤกษ์พงษ์ สำนักงานวิจัยและพัฒนา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2548). การวิจัยและพัฒนาระบบสูบน้ำด้วยพลังความร้อนจากแสงอาทิตย์. การประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 1. 11-13 พฤษภาคม 2548. โรงแรมแอมบาสเดอร์ ชลบุรี.
2. Mahendra Pal Sharma and Gajendra Singh (1980). A Low Lift Solar Water Punp. Solar Energy. Volume 25. Page 273-278.
3. K. Spindler, K. Chandwalker and E. Hahne. Small Solar (Thermal) Water-Pumping System. Solar Energy. Volume 57. Page 69-76.
4. K. Sumathy, A. Venkatesh and V. Sriramulu. Thermodynamic Analysis of a Solar Thermal Water Pump. Solar Energy. Volume 57. Page 155-161.
5. D. J. Picken, K. D. R. Seare and F. Goto. Design and Development of a Water Piston Solar Powered Steam Pump. Solar Energy. Volume 61. Page 219-244.
6. K. Sumathy, A. Venkatesh and V. Sriramulu. The Importance of the Condenser in a Solar Water Pump. Energy Conversion and Management. Volume 36. Page 1167-1173.
7. K. Sumathy. Experimental Studies on a Solar Thermal Water Pump. Applied Thermal Engineering. Volume 19. Page 449-459.
8. Y. W. Wong and K. Sumathy. Solar Thermal Water Pumping Systems: A Review. Renewable & Sustenable Energy Reviews. Volume 3. Page 185-217.
9. John A. Duffie and William A. Beckman (1991) “Solar Engineering of Thermal Processes” John Wiley & Sons, Inc.
10. J. P. Holman (1997) “Heat Transfer” McGraw-Hill, Inc.
11. J. Roullier D. Appeagyei-Kissi (1993), “Thermodynamic Analysis of a Minimum Maintenance Solar Pump”, Int J Ambient Energy, v14 n4 p171(6).
12. Practica Foundation (2006), Holland.
13. R.H.B Exell (1985) “Heat Transfer in Flat-Plate Solar Collectors” Solar Thermal Component and System Testing: Proceedings of the Fourth Asian School on Solar Energy Harnessing 12-20 December 1985 at AIT, Bangkok, 47-56.

เทคโนโลยีเครื่องทำน้ำร้อน

1. A.A. Mohamad. (1997). Integrated Solar Collector-storage Tank System with Thermal Diode. Solar Energy Volume 61. Page 211-218.
2. A.K. Bhargava, H.P. Garg and R,K. Agarwal. (1991). Study of a Hybrid Solar System- Solar Air Heater Combined with Solar Cells. Energy conversion and Management. Volume 31. No. 5. Page 471-479.
3. B.J. Huang, T.H.Lin, W.C. Hung and F.S. Sun. (2001). Performance Evaluation of Solar Photovoltaic/Thermal Systems. Solar Energy. Volume 70. No 5. Page 443-448.
4. Lalavic. (1987). A Hybrid Amorphous Silicon Photovoltaic and Thermal Solar Collector. Solar Energy. Volume 19. Page 131-138.
5. Bjornar Sandes and John Rekstad. (2002). A Photovoltaic/Thermal (PV/T) Collector with a Polymer Absorber Plate. Experimental study and Analytical Model. Solar Energy. Volume 72. No.1. Page 63-73.
6. C.H.Cox, III and P. Raghuraman. (1985). Design Considerations for Flat-Plate Photovoltaic/Thermal Collectors. Solar Energy. Volume 35. No 3. Page 227-241.

7. Ch. Schmidt, A. Goetzberger, and J. schmid. (1988). Test Results and Evaluation of Integrated Collector Storage System with Transparent Insulation. Solar Energy. Volume 41. Page 487-494.
8. Energy Information Administration. U.S. Department of Technology. (2004). Solar Thermal and Photovoltaic Collector Manufacturing Activities 2003.
9. Energy Efficiency and Renewable Energy. U.S. Department of Technology. (2005). Solar Energy Technologies Program: Multi-Year Technical Plan 2003-2007 and Beyond
10. E. Martinot. (2005). Global Revolution: a Status Report on Renewable Energy Energy Worldwide. Renewable Energy World. November-December 2005. Volume 8. Number 6.
11. F. Beck, E. Martinot. (2004). Renewable Energy Policies and Barriers. Forth coming in Encyclopedia of Energy. Cutler J. Cleveland, ed. Academic Press/Elsevier Science.
12. G.Y. Saunier, Ph. Bouix, Supachart Chungpaibulpatana and Thada Vitagsabootr "A Test Procedure for Thermosyphon Solar Water Heaters" Solar Thermal Component and System Testing: Proceedings of the Fourth Asian School on Solar Energy Harnessing 12-20 December 1985 at AIT, Bangkok, 163-177.
13. Heating and Cooling Systems, Energy Efficiency and Renewable Energy. U.S. Department of Technology Solar Hot Water. (Online). Available URL:http://www.eere.energy.gov/RE/solar_hotwater.html.
14. H.P. Garg and Usha Rani. (1982). Theoretical and Experimental Studies on Collector/storage Solar Water Heater. Solar Energy. Volume 29. Page 467-478.
15. H.P. Garg, R.K. Agarwal and J.C. Joshi. (1994). Experimental study on a Hybrid Photovoltaic Thermal Solar Water Heater and Its Performance Predictions. Energy Conversion and Management. Volume 35. No. 7. Page 621-633.
16. H.P. Garg and R.K. Agarwal. (1995). Some Aspects of A PV/T Collector/Forced Circulation Flat Plate Solar Water Heater With Solar Cells. Energy Conversion and Management. Vol.36. No.2. Page 87-99.
17. H.P. Grage and R. S. Adhikari. (1997). Conventional Hybrid Photovoltaic/Thermal (PV/T) Air Heating Collectors: Steady-state Simulation. Renewable Energy. Volome 11. No.3. Page 363-385.
18. H.P. Grage and R. S. Adhikari. (1997). Transient Simulation of Conventional Hybrid Photovoltaic/Thermal (PV/T) Air Heating Collectors. International Journal of Energy Research. Volume 22. Page 547-562.
19. H.P. Grage and R. S. Adhikari. (1999). Performance Analysis of a Hybrid Photovoltaic/Thermal (PV/T) Collector with Integrated CPC Troughs. International Journal of Energy Research. Volume 23. Page 1295-1304.
20. H.P. Grage and R. S. Adhikari. (1999). System Performance Studies on a Photovoltaic/Thermal (PV/T) Air Heating Collector. Renewable Energy. Volume 16. Page 725-730.
21. John A. Duffie and William A. Beckman (1991) "Solar Engineering of Thermal Processes" John Wiley & Sons, Inc.
22. J. P. Holman (1997) "Heat Transfer" McGraw-Hill, Inc.
23. J. Prakash. (1994). Transient Analysis of a Photovoltaic-Thermal Solar Collector for Co-Generation of Electricity and Hot Air/Water. Energy conversion and Management. Volume 35. No. 11. Page 967-972.
24. J. S. Hoffman, J. B. Wells and W. T. Guiney. Transforming the Market for Solar Water Heaters: A New Model to Build a Permanent Sales Force.
25. K. Guthrie. (2004). International Solar Water Heater Markets and Support Mechanisms. Sustainable Energy Authority Victoria. Solar 2004: Life, the Universe and Renewable.

26. K. Sopian, H.T. Liu, S. Kakac, T.N. Veziroglu. (2000). Performance of a Double Pass Photovoltaic Thermal Solar Collector Suitable for Solar Drying System. Energy Conversion and Management. Volume 41. Page 353-365.
27. K. Sopian, K.S. Yigit, H.T. Liu, S.Kakac and T.N.Verziroglu. (1996). Performance Analysis of Photovoltaic Thermal Air Heaters. Energy Conversion Management. Volume 37. No. 11. Page 1657-1670.
28. John A. Duffie and William A. Beckman. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley & Sons, Inc.
29. Md. Arshad Ali. (1984). Prismatic solar thermal collector. thesis for degree in master of engineering. Energy program. School of Energy Resource and Environmental. Asian Institute of Tecnology. Bangkok. Thailand.
30. Michael Hackleman, Rob Harlan. 7 Solar Water Heating System Designs. Mendocino Solar Services, 42451 Road 409 Mendocino. California. USA. (Online). Available URL:http://www.backwoodshome.com/articles/hackleman65.html
31. NEPO/DANCED. (1998). Investigation of Pricing Incentives in a Renewable Energy Strategy. Assessment of Potential Use of Solar Thermal System in Thailand. Center for Energy-Environment Research and Development. Asian Institute of Technology.
32. R.H.B Exell. (1985). Heat Transfer in Flat-Plate Solar Collectors. Solar Thermal Component and System Testing: Proceedings of the Fourth Asian School on Solar Energy Harnessing. 12-20 December 1985. Asian Institute of Tecnology. Bangkok. Thailand. Page 47-56.
33. S. Kumar. (2005). Lecture note on Solar Energy. Energy Program. School of Energy. Resource and Environmetnal. Asian Institute of Technologies.
34. Supachart Chungpaibulpatana and T.A. Reddy. (1985). Procedures for Solar Collector Performance Testing. Solar Thermal Component and System Testing: Proceedings of the Fourth Asian School on Solar Energy Harnessing. 12-20 December 1985. Asian Institute of Tecnology. Bangkok. Thailand. Page 47-56.
35. T. Tsoutsos, N. Frantzeskaki, V. Gekas. (2003). Environmental Impacts from the Solar Energy Technologies. Elsevier Ltd.
36. Traond Bergene and Ole Martin Lovvik. (1995). Model Calculations on a Flat-Plate Solar Heat Collector with Integrated Solar Cells. Solar Energy. Volume 55. No. 6. Page 453-462.
37. Y. Al Harbi, N.N. Eugenio, S. Al Zahrani. (1998). Photovoltaic-Thermal Solar Energy Experiment in Saudi Arabia. Renewable Energy. Volume 15. Page 483-486.
38. Y. Tripanagnostopoulos, P. Yianoulis and D. Patrikios. (1996). Hybrid PV-TC Solar Systems. WREC.
39. Y. Tripanagnostopoulos, TH. Nousia, M. Souliotis and P. Yianoulis. (2002). Hybrid Photovoltaic/Thermal Solar Systems. Solar Energy. Volume 72. No. 3. Page 217-234.
40. กองพัฒนาพลังงานและทดแทน สำนักงานวิจัยและพัฒนา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. เครื่องทำน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์. (Online). Available URL: http://www.egat.co.th/rdo/energy/web-heater/index_sh.htm
41. ดร. วริทธิ์ อึ้งภากรณ์. (2545). การออกแบบระบบท่อภายในอาคาร. สมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์. พิมพ์ครั้งที่ 14. 1 พฤศจิกายน พ. ศ. 2545.

เทคโนโลยีอบแห้ง

1. กรมพัฒนาพลังงานพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานและภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร (2547) “เครื่องอบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์” บริษัทจิรังรัชต์ จำกัด กรุงเทพฯ

2. กองพัฒนาพลังงานและทดแทน สำนักงานวิจัยและพัฒนา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2548). การตากแห้งโดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์. (Online). Available URL: http http://www.egat.co.th/rdo/energy/web-dryer/index_dryer.htm
3. ฉันทนา พันธ์เหล็ก, ศิรินุช จินดารักษ์ จอมภพ แววศักดิ์, ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร. (2548). การปรับปรุงสมรรถนะเรื่องอบแห้งลำไยโดยการติดตั้งแผงรับแสงอาทิตย์. การประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 1. 11-13 พฤษภาคม 2548. โรงแรมแอมบาสเดอร์ ชลบุรี.
4. สุขฤดี นาถกรณกุล, บงกช ประสิทธิ์, วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร. (2548). เครื่องอบแห้งพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแก๊ซชีวภาพ. การประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 1, 11-13 พฤษภาคม 2548, โรงแรมแอมบาสเดอร์ ชลบุรี.
5. เสริม จันทร์ฉาย, ยุทธศักดิ์ บุญรอด, ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร. (2548). การพัฒนาเรื่องอบแห้งผลไม้ด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย. ประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 1. 11-13 พฤษภาคม 2548. โรงแรมแอมบาสเดอร์ ชลบุรี.
6. อนิรุทธิ์ ต่ายขาว, ศิรินุช จินดารักษ์, จอมภพ แววศักดิ์, ภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร. (2548). ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของเครื่องอบกระดาษสาพลังงานแสงอาทิตย์. การประชุมเชิงวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 1. 11-13 พฤษภาคม 2548. โรงแรมแอมบาสเดอร์ ชลบุรี.
7. African Rural Energy Enterprise Development Initiation. United Nations Environment Program. Commercialization of Solar Drier for Agricultural Product. Improving the Welfare and Increasing the Income Generation by Commercialization of Sustainable Energy Technology.
8. E. Martinot et al.. (2002). Renewable Energy Markets in Developing Countries, Annual Review of Energy and the Environment. Page 309-348
9. John A. Duffie and William A. Beckman (1991) “Solar Engineering of Thermal Processes” John Wiley & Sons, Inc.
10. J. P. Holman (1997) “Heat Transfer” McGraw-Hill, Inc.
11. R.H.B Exell (1985) “Heat Transfer in Flat-Plate Solar Collectors” Solar Thermal Component and System Testing: Proceedings of the Fourth Asian School on Solar Energy Harnessing 12-20 December 1985 at AIT, Bangkok, 47-56
12. Saleh Al-kharabsheh, D. Yoki Goswami, Solar Distillation and Drying. Encyclopedia of Energy. Volume 5. 2004. Elsevier Inc.
13. www.areed.org (2005) “Target Group for the Solar Dryer and Investment Possibilities”.

บทที่ 5 การประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีการประหยัดพลังงาน

สรุปสาระสำคัญ (Key Findings)

1. *โครงการนี้ได้ประเมินและจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีหรือมาตรการการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานหรือการประหยัดพลังงานรวมทั้งสิ้น 31 เทคโนโลยี / มาตรการในสาขาต่างๆ*

สาขาเทคโนโลยี	*จำนวนเทคโนโลยี/มาตรการที่ประเมิน*
1. การประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง	*13*
2. การประหยัดพลังงานภาคอาคารและบ้านพักอาศัย	*13*
3. การประหยัดพลังงานภาคอุตสาหกรรม	*5**

** ประเมินเฉพาะเทคโนโลยีร่วมสำหรับอุตสาหกรรมทุกประเภท (Cross-cutting technology)*

2. *การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีดังกล่าวตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดขึ้น ได้คำนึงถึง 5 มิติ อันได้แก่ ศักยภาพเชิงปริมาณของแหล่งพลังงาน สมรรถนะและความยากง่ายในการใช้เทคโนโลยีในทางปฏิบัติ ข้อพิจารณาเชิงเศรษฐศาสตร์ ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี และโอกาสความเป็นไปได้ในการพึ่งพาตนเองด้านเทคโนโลยี ผลการจัดลำดับความสำคัญ พบว่าเทคโนโลยีที่มีความพร้อมหรือเกือบพร้อมและสมควรจะได้รับการส่งเสริมให้นำไปใช้หรือพัฒนาเพิ่มเติมเล็กน้อยให้เหมาะสมสำหรับการใช้งานในบริบทของประเทศไทย มี 23 เทคโนโลยี ซึ่งชี้ให้เห็นว่าเทคโนโลยี/มาตรการประหยัดพลังงานส่วนใหญ่มีความพร้อมในการใช้งาน*

เทคโนโลยี/มาตรการที่พร้อม/เกือบพร้อมใช้งานในประเทศ
การขนส่ง
1. Dedicated engine fot CNG
2. Bifuel engine for CNG
3. Diesel dual fuel engine (DDF) for CNG
4. Gasohol 95E10
5. Gasohol 95E20
6. Gasohol 91E10
7. Biodiesel B5 and B10
8. Fuel economy standards and labeling
อาคารและบ้านพักอาศัย
1. Opaque material for building (commercial and residential)
2. Glazing for commercial buildings
3. Lighting design
4. Daylighting
5. Efficient stoves
6. Building energy management system and control
อุตสาหกรรม
1. Efficient motor system
2. Efficient boiler and steam systems

เทคโนโลยี/มาตรการที่พร้อม/เกือบพร้อมใช้งานในประเทศ
3. *Efficient chiller* 4. *Efficient compressors* 5. *CHP (Combined Heat abd Power) applications* 6. *Waste heat recovery* 7. *Efficient process heating/cooling* 8. *Materials recycling/processing*

3. *เทคโนโลยี/มาตรการประหยัดพลังงานที่สมควรให้มีการพัฒนาเพิ่มเติมสำหรับอนาคต ประกอบด้วยรายการดังต่อไปนี้*

เทคโนโลยีที่ยังต้องพัฒนาสำหรับอนาคต
การขนส่ง 1. *LNG and CLNG* 2. *Natural gas-to-liquid (GTL)* 3. *Flex fuel vehicles (FFVs)* 4. *Hybrid vehicles* 5. *Plug-in hybrids* ***อาคารและบ้านพักอาศัย*** 1. *CHP and district cooling application* 2. *Glazing for residential buildings* 3. *Radiant cooling* 4. *Desicant dehumidification* 5. *Absorption chillers* 6. *Heat pump applications* ***อุตสาหกรรม*** ***(เทคโนโลยีเฉพาะกระบวนการสำหรับอุตสาหกรรมแต่ละสาขา)*** 1. *Glass recycling* 2. *High efficiency cement-kilns technology* 3. *Efficient ceramic brick kilns* 4. *High efficiency / low NOx burners* 5. *Membrane technology (for chemical and food industries in particular)* 6. *High capacity aluminium melt furnace* 7. *High efficiency textile finishing*

4. *เทคโนโลยีพลังงานที่เกี่ยวข้องกับภาคขนส่งนั้น ส่วนใหญ่เป็นเทคโนโลยีด้านยานยนต์ ซึ่งแบ่งเป็น เทคโนโลยีด้านประหยัดพลังงาน กับเทคโนโลยีด้านทดแทนเชื้อเพลิง (Fuel substitution) โดยในกรณีแรกนั้น เทคโนโลยีที่ได้รับความสนใจเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ ได้แก่ รถยนต์ไฮบริด (Hybrid car) แต่ต้นทุนยังสูงอยู่ และในระยะยาวจะพัฒนาไปถึงระดับ Plug-in hybrids นอกจากนี้ ยังมีเทคโนโลยียานยนต์ประสิทธิภาพสูง โดยเฉพาะเครื่องยนต์ดีเซล ซึ่งมีนวัตกรรมการปรับปรุงประสิทธิภาพโดยตลอด อันเนื่องมาจากการบังคับมาตรฐานความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำ และมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้น รวมทั้ง การติดฉลากประสิทธิภาพ ในกรณีการทดแทนเชื้อเพลิง เทคโนโลยีที่สำคัญ ได้แก่ เครื่องยนต์สำหรับการใช้แก๊สโซฮอล์ ซึ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณแก๊สโซฮอล์ที่มีจำหน่ายในตลาด ตั้งแต่ 95E10 จนถึง 95E20 และ 91E10 และในอนาคตหากมีการผลิตเอธานอลปริมาณมาก ก็จะต้องคำนึงถึง*

Flex fuel vehicles (FFVs) นอกจากนี้ ยังมีเครื่องยนต์สำหรับการใช้ไบโอดีเซล (B5 และ B10) และเครื่องยนต์สำหรับการใช้ก๊าซธรรมชาติ ทั้งประเภท Dedicated, Bi-fuel, และ Diesel dual fuel (DDF)

5. *เทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในอาคารและบ้านอยู่อาศัย ส่วนใหญ่จะเกี่ยวกับการลดภาระการทำความเย็น และการประหยัดพลังงานไฟฟ้า โดยการใช้อุปกรณ์/เครื่องใช้ฟ้าที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง ในกรณีลดภาระการทำความเย็น เทคโนโลยีที่สำคัญ คือ การใช้วัสดุอาคารที่เหมาะสม ทั้งประเภททึบแสงและโปร่งแสง (Opaque materials and glazing) การออกแบบระบบไฟส่องสว่าง และการใช้แสงธรรมชาติ (Daylighting) อย่างเหมาะสม แต่อุปสรรคสำคัญ คือ ต้นทุนที่ค่อนข้างสูง และยังไม่ได้มีการบังคับใช้ Building energy code ส่วนกรณีการใช้อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพนั้น ต้องอาศัยมาตรการกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานขั้นต่ำ (MEPS) และการติดฉลาก รวมทั้ง การส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตอุปกรณ์/เครื่องใช้ภายในประเทศ เพื่อให้สามารถยกระดับมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานได้ นอกจากนี้ ภายใต้ระเบียบการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ฉบับปรับปรุงใหม่ของกระทรวงพลังงาน ที่ครอบคลุม CHP ด้วย คาดว่าน่าจะทำให้เทคโนโลยี CHP (Gas engine) ควบคู่กับการทำความเย็น (District cooling, Absorption cooling) ในอาคาร มีความคุ้มทุนในการประยุกต์ใช้งานมากขึ้น*

6. *เทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในอุตสาหกรรมการผลิต แบ่งออกเป็น 2 ด้านหลัก คือ เทคโนโลยีร่วมที่ใช้ในอุตสาหกรรมเกือบทุกประเภท (Cross-cutting technologies) ที่ใช้พลังงานความร้อนและไฟฟ้า (Utility oriented) กับเทคโนโลยีที่เกี่ยวกับกระบวนการเฉพาะด้านสำหรับอุตสาหกรรมแต่ละประเภท (Industry-specific, Process-oriented technologies) เทคโนโลยีประเภท Cross-cutting ซึ่งได้แก่ หม้อไอน้ำและระบบไอน้ำ มอเตอร์และระบบขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ (โดยเฉพาะ ปั๊ม พัดลม และคอมเพลสเซอร์) และเครื่องทำน้ำเย็น (Chillers) เป็นต้น เป็นอุปกรณ์ที่มีการผลิตภายในประเทศ (โดยเฉพาะหม้อน้ำ มอเตอร์ พัดลม และปั๊ม) การส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถในการออกแบบและผลิตเพื่อยกระดับมาตรฐานประสิทธิภาพพลังงานของอุปกรณ์เหล่านี้ รวมทั้ง Demand Side Management จะเป็นมาตรการที่มีความสำคัญอย่างยิ่ง ส่วนเทคโนโลยีเฉพาะสาขาอุตสาหกรรมนั้น การส่งเสริมความสามารถด้านวิศวกรรม (ออกแบบ ผลิต และติดตั้ง) ในกรณีการประยุกต์เทคโนโลยีที่เกี่ยวกับการใช้ระบบ CHP, Waste heat recovery, การปรับปรุงประสิทธิภาพของ Process heating และ Cooling และ Materials processing และ Materials recycling จะมีส่วนสำคัญ นอกจากนี้ ยังมีเทคโนโลยีเฉพาะด้านที่มีต้นทุนสูงแต่สมควรส่งเสริมให้มีการประยุกต์ใช้หรือพัฒนาขีดความสามารถภายในประเทศในระยะยาว เนื่องจากเกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมที่มีการใช้พลังงานมากในประเทศไทย ได้แก่ เทคโนโลยี Glass recycling, High efficiency cement-kiln, Efficient ceramic and brick kilns, High efficiency/low NO_x burner, Membrane technology (สำหรับอุตสาหกรรมเคมีและอาหาร), High capacity aluminium melt furnace และ Energy efficient textile finishing process*

7. *การประเมินเทคโนโลยี CHP พบว่าการใช้ Gas-engine สำหรับการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 5 MW_e และ Gas-turbine สำหรับการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 5 MW_e มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยคืนทุนไม่เกิน 4 ปี โดยเฉพาะภายใต้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กมาก (VSPP) ที่ปรับปรุงใหม่ แต่ต้องมีการพัฒนาขีดความสามารถในการออกแบบ เพื่อให้สอดคล้องกับ Load pattern และมีการ Optimize ระบบอย่างดี*

5.1 คำนำ

เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานหรือการประหยัดพลังงานนั้น ได้มีการพัฒนาและนำมาประยุกต์ใช้อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะภายหลังการเกิดวิกฤติการณ์น้ำมันในช่วงปี 2516 ดังนั้น จึงมีเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานจำนวนมากที่พร้อมที่จะใช้งานอยู่แล้ว ในขณะเดียวกันก็ยังมีการพัฒนานวัตกรรมเพื่อการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานอีกอย่างต่อเนื่อง และแต่ละเทคโนโลยีมีศักยภาพในการประหยัดพลังงาน ต้นทุน ระยะเวลาคืนทุน และความยากง่ายในการนำไปประยุกต์ใช้แตกต่างกัน ดังนั้น การพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีประหยัดพลังงานจึงต้องคำนึงถึงปัจจัยดังกล่าวและปัจจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โครงการวิจัยนี้จึงได้ทำการประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานที่สำคัญ ๆ ในแต่ละสาขาเศรษฐกิจ โดยมีแง่มุมการประเมินดังนี้

(1) สถานภาพของเทคโนโลยีประเภทหลัก ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้หรือการประหยัดพลังงานทั้งในทางสากลและในประเทศไทย โดยพิจารณาถึงระดับความก้าวหน้าของเทคโนโลยีว่าอยู่ในขั้นใด (เช่น ขั้นการวิจัยและพัฒนา และขั้นมีการใช้งานเชิงพาณิชย์แล้ว เป็นต้น) รวมทั้งแนวโน้มในการพัฒนาให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นในอนาคต
(2) เปรียบเทียบข้อดีข้อเสียหรือจุดเด่นจุดด้อยของแต่ละเทคโนโลยี โดยคำนึงถึงประสิทธิภาพและสมรรถนะ ความซับซ้อนของเทคโนโลยี ต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน
(3) การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของเทคโนโลยีหลัก ๆ โดยคำนึงถึงต้นทุนของเครื่องจักร/อุปกรณ์ต่อหน่วยพลังงานที่จะประหยัดได้ หรือระยะเวลาคืนทุน
(4) การวิเคราะห์ศักยภาพเชิงตลาด โดยพิจารณาศักยภาพการประหยัดพลังงานหรือจำนวนเครื่องจักร/อุปกรณ์ประหยัดพลังงานที่มีโอกาส นำไปใช้จริงในภาพรวมของประเทศ
(5) การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีหลัก ๆ โดยผู้เชี่ยวชาญที่ได้รับเชิญ ในแง่ของความเหมาะสมและความพร้อมในการนำไปใช้งานและ/หรือพัฒนาให้สามารถใช้งานได้ในประเทศ
(6) การวิเคราะห์ปัญหาและอุปสรรคที่ทำให้เทคโนโลยีต่าง ๆ ยังไม่ได้รับการนำไปใช้อย่างแพร่หลาย
(7) ช่องว่างองค์ความรู้หรือขีดความสามารถภายในประเทศเมื่อเทียบกับสากลในอันที่จะประยุกต์ใช้และ/หรือพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง

ทั้งนี้ การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีในแต่ละสาขานั้นอาศัยการให้ผู้เชี่ยวชาญให้คะแนน (ระหว่าง 1 – 5) ในหลักเกณฑ์แต่ละข้อซึ่งจัดกลุ่มภายใต้ 4 มิติ ดังตารางที่ 5.1 – 1

ตารางที่ 5.1-1 เกณฑ์และระดับคะแนนในการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีประหยัดพลังงาน

Criteria	Rate
1. Performance and Practicability	**Overall**
1.1 Efficiency	**1** low — **5** high
1.2 Reliability	**1** low — **5** high
1.3 Safety	**1** low — **5** high
1.4 Operator skill required	**1** high skill required — **5** low skill required
1.5 Environmental impacts	**1** strong impact — **5** low impact
1.6 Ease of implementation	**1** difficult — **5** easy
2. Economics	**Overall**
2.1 Cost of installation	**1** high cost — **5** low cost
2.2 Cost of energy saved	**1** high cost — **5** low cost
2.3 Environment cost	**1** high cost — **5** low cost
2.4 Return on investment/payback	**1** low/slow — **5** high/ fast
3. Maturity of technology (internationally)	**Overall**
3.1 Current status	**1** = R&D level **2** = Pilot scale level **3** = Demonstration level **4** = Proven **5** = Fully commercialized
3.2 Expected to be commercialized within	**1** = > 10 years **2** = 7 – 10 years **3** = 5 – 7 years **4** = 3 – 5 years **5** = 0 – 3 years
4. Technological self-reliance	**Overall**
4.1 Potential for increasing local content	**1** low — **5** high
4.2 Potential for increasing local technology development	**1** low — **5** high
4.3 Scope for complete localization of technology (including design and manufacture)	**1** = > 10 years **2** = 7 – 10 years **3** = 5 – 7 years **4** = 3 – 5 years **5** = 0 – 3 years

ทั้งนี้ สาขาเทคโนโลยีที่ประเมินมี 4 สาขาหลัก ดังนี้

(1) การประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

(2) การประหยัดพลังงานในภาคอาคารและบ้านพักอาศัย

(3) การประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

(4) การใช้ระบบผลิตความร้อนและไฟฟ้าร่วม (CHP) ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

โดยที่รายละเอียดการประเมินทั้งหมดปรากฏในรายงานซึ่งเป็นภาคผนวกของรายงานนี้จำนวน 4 ฉบับ

5.2 การประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคการขนส่ง

5.2.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

เทคโนโลยีในภาคการขนส่งที่เกี่ยวข้องกับยานยนต์ระบบล้อยาง มีเทคโนโลยีดังต่อไปนี้ (แสดงในรูปที่ 5.2-1)

1. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
   - เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว (Dedicated Engine)
   - เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่สามารถเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเบนซิน (Bi–fuel Engine)
   - เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติร่วมกับน้ำมันดีเซล (Diesel Dual Fuel Engine: DDF)
   - เทคโนโลยีการเก็บและใช้ก๊าซธรรมชาติในรูปของเหลว (LNG)
   - เทคโนโลยีการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ (Gas to Liquid)

2. การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์
   - การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95 ทั้งหมด
   - การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95
   - การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 91
   - เทคโนโลยีรถยนต์ Flexible Fuel Vehicle (FFV)

3. การใช้น้ำมันไบโอดีเซล
   - การใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 และ B10 ในภาคการขนส่ง

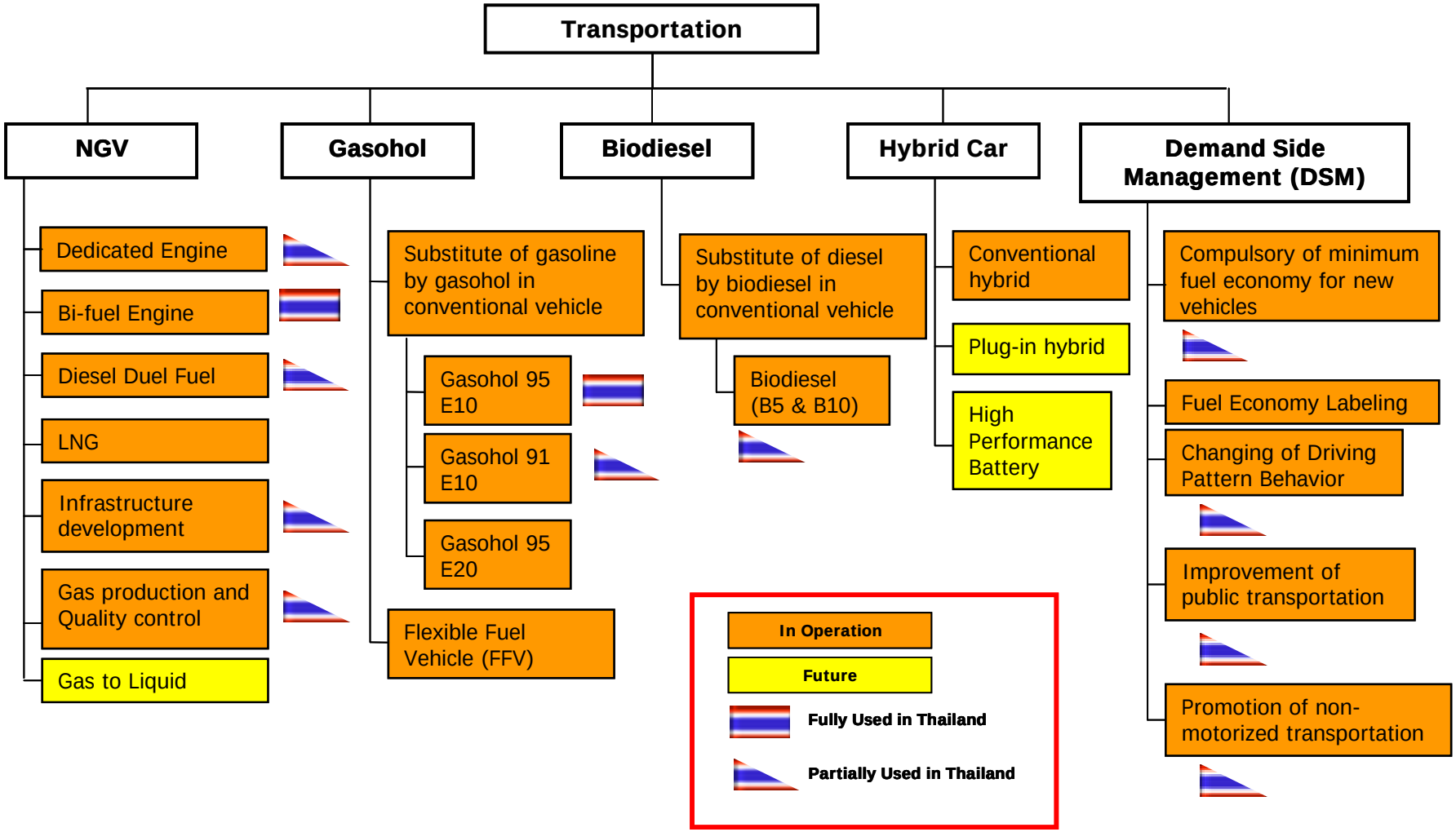
4. เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด

- เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด
- เทคโนโลยีการดัดแปลงรถยนต์ไฮบริดเป็นรถไฮบริดแบบปลั๊กอินท์ (Plug-In)

สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีต่างๆ ที่ใช้อยู่ในเชิงพาณิชย์สรุปได้ดังตารางที่ 5.2-1

ตารางที่ 5.2-1 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	**ในประเทศ**
1. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	● ใช้อย่างแพร่หลาย (ในบางประเทศที่มีโครงสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติดีอยู่แล้ว) ประเทศที่ใช้มากได้แก่ อาเจนติน่า บราซิล ปากีสถาน และอิตาลี	● มีการใช้งานบางส่วนในกรุงเทพและปริมณฑลที่มีสถานีบริการก๊าซธรรมชาติ
2. การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์	■ มีการใช้อย่างแพร่หลายในบางประเทศได้แก่ บราซิล และสหรัฐอเมริกา	■ มีการใช้ในน้ำมันเบนซิน 95 E10 และน้ำมันเบนซิน 91 E10 (เฉพาะบริษัท บางจาก)
3. การใช้น้ำมันไบโอดีเซล	■ มีใช้ในกลุ่มประเทศที่พัฒนาแล้วที่ให้การอุดหนุนแก่เกษตรกรเป็นอย่างมาก ได้แก่ เยอรมัน และสหรัฐอเมริกา	● มีการใช้เล็กน้อยในเชิงสาธิต ได้แก่ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ โครงการหลวง และเชิงพาณิชย์ 1 ราย ได้แก่ บริษัทราชาไบโอดีเซล
4. เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด	■ มีการพัฒนาในระดับเชิงพาณิชย์แล้วโดยบริษัทผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่ของญี่ปุ่น เช่น โตโยต้า และฮอนด้า ■ ได้รับความนิยมแล้วใช้งานอย่างแพร่หลายในสหรัฐอเมริกา โดยเฉพาะในมลรัฐที่มีการบังคับใช้กฎหมายการควบคุมมลพิษในอากาศจากยานยนต์เข้มงวดเป็นพิเศษ เช่น รัฐแคลิฟอเนีย	■ มีผู้นำเข้าบางรายจากต่างประเทศโดยตรง แต่ยังไม่ได้รับความนิยมจากผู้ใช้รถยนต์เนื่องจากราคายังสูงมาก



รูปที่ 5.2-1 ประเภทเทคโนโลยีที่เกี่ยวกับการขนส่งทางรถยนต์

5.2.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีแต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังนี้

เทคโนโลยีการใช้ก๊าซธรรมชาติในยานยนต์ (NGV) การเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
1. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว (Dedicated Engine)	■ เป็นเทคโนโลยีที่สะอาดซึ่งเทคโนโลยีนี้เป็นเครื่องยนต์ ICE ที่มีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อเทียบกับเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติแบบอื่นๆ ■ มีการปลดปล่อยมลภาวะทางอากาศต่ำสุดเมื่อเทียบกับเครื่องยนต์ ICE ประเภทอื่น	■ เนื่องจากเป็นเครื่องยนต์ก๊าซ ซึ่งปกติเครื่องยนต์ส่วนมากจะออกแบบมาให้ใช้กับเชื้อเพลิงเหลวทำให้การดัดแปลงเครื่องยนต์เก่าทำได้ยาก ปกติจะนิยมใช้เครื่องยนต์ที่ผลิตโดยตรงจากโรงงานมากกว่า
2. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่สามารถเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเบนซิน (Bi–fuel Engine)	■ มีราคาเชื้อเพลิงถูกกว่าเชื้อเพลิงเหลวชนิดอื่นเกินกว่า 50% ยกเว้น LPG ทำให้ผู้ใช้ประหยัดค่าใช้จ่าย ■ สามารถใช้เชื้อเพลิงได้ทั้งเบนซินและ NGV ทำให้ความยืดหยุ่นสูง	■ น้ำหนักถังต่อรถยนต์มีค่าสูงสำหรับรถยนต์นั่งขนาดเล็ก จึงมีความเหมาะสมที่จะใช้กับรถยนต์ขนาดใหญ่มากกว่า ■ Energy Intensity ต่อปริมาตรต่ำ ทำให้วิ่งได้ในรัศมีทำการได้สั้นกว่ารถยนต์แบบธรรมดา ■ รถที่ดัดแปลงมีประสิทธิภาพที่ Peak Power ลดลงประมาณ 8-10%
3. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติร่วมกับน้ำมันดีเซล (Diesel Dual Fuel Engine: DDF)	■ มีราคาเชื้อเพลิงถูกกว่าน้ำมันดีเซลเกินกว่า 50% ทำให้ผู้ใช้ประหยัดค่าใช้จ่าย	■ มีการปลดปล่อยมลภาวะสูง ■ มีประสิทธิภาพต่ำมากที่ความเร็วรอบเครื่องต่ำ ■ รถยนต์มีแรงบิดต่ำที่ความเร็วรอบต่ำทำให้อันตรายหากรถไต่ขึ้นที่สูงชันและบรรทุกของหนัก ■ อัตราส่วนของการใช้ก๊าซมีไม่มากในกรณีที่สภาพการจราจร

เทคโนโลยีการใช้ก๊าซธรรมชาติในยานยนต์ (NGV) การเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
		หนาแน่นและรถต้องวิ่งที่ความเร็วต่ำ
4. เทคโนโลยีการเก็บและใช้ก๊าซธรรมชาติในรูปของเหลว (LNG)	■ เป็นเชื้อเพลิงที่มีความสะอาดสูง และสามารถขนส่งและกักเก็บได้ในปริมาณที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติอัด (CNG)	■ เทคโนโลยีนี้ยังมีราคาแพงยังไม่มีความคุ้นทุนหากขนส่งในระยะทางสั้นๆ
5. เทคโนโลยีการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ (Gas to Liquid)	■ เป็นเชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติเหมือนกับน้ำมันปิโตรเลียมทำให้ไม่ต้องทำการเปลี่ยนแปลงเครื่องยนต์และระบบโครงสร้างพื้นฐานของการขนส่งและการจ่ายเชื้อเพลิง (Refueling station)	■ เทคโนโลยีนี้ยังมีราคาแพงยังไม่มีความคุ้นทุน
6. การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและสถานีเติมก๊าซเพื่อรองรับการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่ง	■ จากบทเรียนในต่างประเทศพบว่าการมีโครงสร้างพื้นฐานและสถานีเติมก๊าซมากพอที่จะรองรับยานยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งเสริมให้ผู้ใช้เกิดความนิยมในการใช้ก๊าซธรรมชาติ	■ การลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐานมีราคาแพงมากจึงควรที่จะวางแผนการจัดทำโครงข่ายสถานีเติมก๊าซให้บูรณาการกับโครงการวางท่อก๊าซเพื่อใช้ในอุตสาหกรรม เช่น ใช้ผลิตไฟฟ้า ผลิตความร้อน และผลิตไฟฟ้าความร้อนร่วม (Combined Heat Power Cycle (CHP)) เพื่อประหยัดต้นทุนในการสร้าง
7. การควบคุมคุณภาพและจัดทำมาตรฐานของเชื้อเพลิง CNG ที่ใช้กับยานยนต์	■ การจัดทำมาตรฐานเชื้อเพลิง CNG และค่าความแปรปรวน (Variations of Tolerance) ให้อยู่ในพิสัยที่ยอมรับได้ เพื่อไม่ให้การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมีผลกระทบของต่อเครื่องยนต์ในระยะยาว	■ การควบคุมคุณภาพก๊าซธรรมชาติจะทำให้ต้นทุนการผลิต CNG สูงขึ้น

เทคโนโลยีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ การเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95 ทั้งหมด	▪ การผลิตแก๊สโซฮอล์อาศัยวัตถุดิบหลักที่สามารถผลิตในประเทศซึ่งเป็นประโยชน์กับกลุ่มเกษตรกรซึ่งเป็นประชากรส่วนใหญ่ของประเทศ ▪ ลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ ▪ ลดก๊าซเรือนกระจก	▪ มีความต้องการใช้วัตถุดิบเพิ่มขึ้นซึ่งต้องมีผลผลิตเพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่าจากปัจจุบันในระยะ 10 ปี เนื่องจากต้องแข่งขันกับการใช้ประโยชน์เพื่อเป็นอาหาร วัตถุดิบในประเทศ อาจไม่เพียงพอ ทำให้วัตถุดิบมีราคาแพงขึ้นมากในระยะยาวหากเพิ่มผลผลิตไม่ได้ตามเป้าหมาย
การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95	▪ เหมือนการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95 ทั้งหมด	▪ มีความต้องการใช้วัตถุดิบเพิ่มขึ้นซึ่งต้องมีผลผลิตเพิ่มขึ้นเป็น 4 เท่าจากปัจจุบันในระยะ 10 ปี ซึ่งอาจทำให้วัตถุดิบมีราคาแพงขึ้นมากในระยะยาวหากเพิ่มผลผลิตไม่ได้ตามเป้าหมาย ▪ มีผลกระทบต่อชิ้นส่วนรถยนต์จำนวนมากทำให้อายุชิ้นส่วนสั้น หรือต้องมีการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงในรถบางรุ่นทำให้ต้นทุนของรถยนต์โดยรวมสูงขึ้น
การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 91	▪ เหมือนการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95 ทั้งหมด	▪ มีความต้องการใช้วัตถุดิบเพิ่มขึ้นซึ่งต้องมีผลผลิตเพิ่มขึ้นเป็น 3 เท่าจากปัจจุบันในระยะ 10 ปี ซึ่งอาจทำให้วัตถุดิบมีราคาแพงขึ้นมากในระยะยาวหากเพิ่มผลผลิตไม่ได้ตามเป้าหมาย ▪ มีผลกระทบกับชิ้นส่วนของรถจักรยานยนต์ซึ่งมีอยู่จำนวนประมาณ 20 ล้านคันในปัจจุบัน ▪ โรงกลั่นที่ใช้เทคโนโลยีสมัยใหม่ต้องมีการปรับปรุงกระบวนการผลิตให้มีประสิทธิภาพลดลงซึ่งเป็นการสูญเสียโอกาสทางต้นทุนการผลิต

เทคโนโลยีการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ การเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
		ของโรงกลั่นโดยไม่จำเป็น
เทคโนโลยีรถยนต์ Flexible Fuel Vehicle (FFV)	▪ เหมือนการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ แต่มีข้อดีกว่าคือสามารถใช้ Hydrous เอทานอล ที่มีความบริสุทธิ์ต่ำกว่า Anhydrous ทำให้เอทานอลที่ใช้ในแก๊สโซฮอล์ มีต้นทุนต่ำลง ▪ มีความยืดหยุ่นในการเลือกใช้เชื้อเพลิงทั้งสองชนิดระหว่างเอทานอล กับน้ำมันเบนซินในสัดส่วนตั้งแต่ 85% ต่อ 15% จนถึง 0% ต่อ 100% ตามลำดับ ทำให้ลดปัญหาความผันผวนเรื่องอุปทานและราคาของเอทานอลและน้ำมันได้ เพราะผู้ใช้สามารถปรับใช้เชื้อเพลิงทั้งสองชนิดได้ตามต้องการ	▪ เทคโนโลยีนี้ยังไม่สามารถผลิตได้ในประเทศไทยและต้องอาศัยการนำเข้าทั้งหมด ดังนั้นจะต้องได้รับความร่วมมือจากผู้ผลิตรถยนต์ในประเทศเพื่อผลิตรถชนิดพิเศษนี้ ▪ รัฐบาลต้องมีนโยบายส่งเสริมให้เกิดความต้องการใช้รถชนิดนี้ขึ้นให้มีปริมาณมากพอ จึงจะทำให้มีผู้กล้าลงทุนเพื่อผลิตรถชนิดนี้ ▪ ต้องเพิ่มหัวจ่ายเอทานอลบริสุทธิ์ควบคู่ไปกับหัวจ่ายน้ำมันในสถานีบริการเพื่อจัดจำหน่ายเอทานอลและน้ำมันเบนซินพร้อมกัน

เทคโนโลยีการใช้น้ำมันไบโอดีเซล การเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
การใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 และ B10 ในยานยนต์ในภาคการขนส่ง	▪ อาศัยวัตถุดิบหลักที่สามารถผลิตในประเทศซึ่งเป็นประโยชน์กับกลุ่มเกษตรกรซึ่งเป็นประชากรส่วนใหญ่ของประเทศ ▪ ลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ ▪ ลดมลพิษทางอากาศโดยเฉพาะสาร PM	▪ มีข้อจำกัดด้านปริมาณวัตถุดิบเพื่อนำมาผลิตไบโอดีเซลทั้งด้านต้นทุนและปริมาณที่ไม่เพียงพอ ▪ ต้นทุนของไบโอดีเซลสูงกว่าต้นทุนน้ำมันดีเซลธรรมดามาก

เทคโนโลยีการใช้รถยนต์ไฮบริด การเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด	▪ มีความประหยัดของการใช้เชื้อเพลิงต่อระยะทางที่วิ่ง (Fuel Economy) สูงมากประมาณ 2 เท่าของเครื่องยนต์ปกติ ▪ มีการปลดปล่อยมลภาวะจากไอเสียต่ำที่สุดเมื่อเทียบกับเทคโนโลยียานยนต์อื่นๆทุกชนิด (ยกเว้นรถยนต์ไฟฟ้า)	▪ ราคาแพง การคืนทุนยังต้องใช้เวลานานถึงประมาณ 10-15 ปีสำหรับรถส่วนตัวที่มีระยะทางวิ่งน้อยกว่า 15,000 กม. ต่อปี
เทคโนโลยีการดัดแปลงรถยนต์ไฮบริดเป็นรถไฮบริดแบบปลั๊กอินท์ (Plug-In)	▪ เหมือนกับเทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริดทั่วไป แต่มีข้อดีเพิ่มเติมที่ช่วยให้ภาระการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงผลิตไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอมากขึ้น ซึ่งจะช่วยให้ประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศดีขึ้นโดยรวม ▪ ไม่มีมลพิษจากไอเสียรถยนต์	▪ เทคโนโลยีอยู่ในระหว่างการพัฒนา ยังมีปัญหาเรื่องความเชื่อมั่นของความปลอดภัยของแบตเตอรี่แบบใหม่ที่ประจุพลังงานไฟฟ้าได้สูงที่มีน้ำหนักเบา ▪ ความสำเร็จของรถยนต์แบบนี้ขึ้นกับความสำเร็จของการพัฒนาแบตเตอรี่แบบใหม่ที่ประจุพลังงานไฟฟ้าได้สูงแต่มีน้ำหนักเบา

5.2.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ตารางที่ 5.2-2 แสดงตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาดสำหรับเทคโนโลยีที่ใช้กันแพร่หลาย

ตารางที่ 5.2-2 ตัวอย่างผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงตลาด

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> มูลค่าการลงทุนก่อสร้างสถานีเติมก๊าซขึ้นอยู่กับขนาดของสถานีเติมก๊าซหรือจำนวนรถยนต์ที่สามารถให้บริการได้ต่อวัน ซึ่งจากข้อมูลของ IANGV มูลค่าการลงทุนดังกล่าวประกอบด้วย 3 ส่วนหลักของสถานีเติมก๊าซคือ Compressor ถังบรรจุเชื้อเพลิง และอาคารสถานีเติมก๊าซ มูลค่าการลงทุนในส่วน Compressor นั้นประกอบด้วย Gas Dryer ส่วนป้องกันเสียงและสภาพอากาศ (Noise and Weather Protection) ระบบควบคุม (Control System) อะไหล่ (Spare Parts) การขนส่ง และการติดตั้งอุปกรณ์ ซึ่งเห็นได้ว่ามูลค่าของส่วนประกอบนี้ขึ้นอยู่กับความสามารถในการให้บริการเติมเชื้อเพลิง และระบบของ Compressor โดยมีมูลค่าลงทุนตั้งแต่ 5,000 Euro (ประมาณ 250,000 บาท) ถึง 210,000 Euro (ประมาณ 10.5 ล้านบาท) โดยให้บริการเติมก๊าซได้สูงสุด 200 คันต่อวัน ส่วนมูลค่าการลงทุนของถังบรรจุก๊าซของสถานีเติมก๊าซนั้นก็ขึ้นอยู่กับความสามารถให้บริการรถยนต์ NGV ต่อวันเช่นเดียวกับ Compressor ซึ่งจะมีมูลค่าตั้งแต่ 8,000 Euro (ประมาณ 400,000	จากประสบการณ์ในยุโรป พบว่าหากราคาของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติราคาถูกกว่าน้ำมันเชื้อเพลิงทั่วไปประมาณ 30% ระยะเวลาคืนทุนของการดัดแปลงรถยนต์จะอยู่ประมาณ 3 – 5 ปีหรือนานกว่า และหากราคาของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติราคาถูกกว่าประมาณ 50% ระยะเวลาคืนทุนจะประมาณ 2 – 3 ปี ในส่วนของประเทศไทยนั้น คณะวิจัยได้ศึกษาเปรียบเทียบความคุ้มทุนในการดัดแปลงรถยนต์ส่วนบุคคลทั่วไปและรถแท็กซี่เครื่องยนต์เบนซินให้เป็นรถยนต์ NGV และรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิง LPG ในระบบ Bi-fuel โดยใช้ข้อมูลราคาค่าดัดแปลงเครื่องยนต์ ระยะทางการวิ่งต่อปี และอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงโดยประมาณในการคิดคำนวณ ที่ราคาเชื้อเพลิงของค่าพลังงานเทียบเท่านั้น พบว่า ราคาของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติถูกว่าน้ำมันเบนซินประมาณ 65 - 67% ถูกว่าน้ำมันดีเซลประมาณ 53% และถูกกว่า LPG ประมาณ 33% โดยจากการศึกษาเห็นได้ว่า รถยนต์ส่วนบุคคลที่ดัดแปลงเป็นรถ NGV มีระยะเวลาคืนทุนช้ากว่ารถที่ดัดแปลงมาใช้เชื้อเพลิง LPG ถึง 1 ปี ในขณะที่รถแท็กซี่มีระยะเวลาคืนทุนแตกต่างกัน 3 เดือน ในการศึกษายังพบอีกว่ารถยนต์ที่ดัดแปลงเป็นรถ NGV จะมีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นนั้นจะต้องเป็นรถที่มีระยะทางวิ่งต่อปีสูง เช่น รถแท็กซี่ เป็นต้น เนื่องจากค่าดัดแปลงเครื่องยนต์ของรถ NGV นั้นมีมูลค่าสูงเมื่อเทียบกับการดัดแปลงเครื่องยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิง

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	บาท) จนถึง 140,000 Euro (ประมาณ 7 ล้านบาท) โดยให้บริการสูงสุดได้ 150 คันต่อวัน ส่วนประกอบส่วนสุดท้ายที่สำคัญของสถานีเติมก๊าซคืออาคารสถานีเติมก๊าซ ซึ่งมูลค่าในการลงทุนก่อสร้างสถานีเติมก๊าซขึ้นอยู่กับขนาดของสถานีเช่นเดียวกัน โดยมีมูลค่าในการลงทุนสูงสุดเท่ากับ 100,000 Euro (ประมาณ 5 ล้านบาท) นอกจากมูลค่าลงทุนเริ่มต้นของสถานีเติมก๊าซที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น สถานีเติมก๊าซยังต้องมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการให้บริการ ได้แก่ ค่าซ่อมบำรุงสถานีและค่าไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปแล้วค่าซ่อมบำรุงของสถานีจะมีมูลค่าประมาณ 5% ของมูลค่า Compressor ของสถานีเติมก๊าซ ส่วนค่าไฟฟ้าขึ้นอยู่กับค่า Suction Pressure ของ Compressor <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> บริษัท ปตท. มีเป้าหมายจะทำการสร้างสถานีเติมก๊าซ 740 สถานีทั่วประเทศภายในปี พ.ศ. 2553 ซึ่งใช้งบประมาณก่อสร้างสถานีทั้งหมดประมาณ 40,000 ล้านบาท ค่าบำรุงรักษาสถานีและค่าขนส่งเชื้อเพลิงประมาณ 1,500 ล้านบาท	LPG ทั้งนี้ ในการศึกษาไม่ได้รวมถึงค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเครื่องยนต์ ค่าใช้จ่ายในการปรับแต่งส่วนประกอบรถยนต์ NGV ให้มีความคงทนขึ้นในระยะยาว เช่น บ่าวาล์วและโชคอัพ ค่าเปลี่ยนถังบรรจุก๊าซในรถยนต์ของรถ NGV ที่ถูกกำหนดให้เปลี่ยนทุก ๆ 5 ปีเพื่อความปลอดภัย และค่าเสียเวลาในการรอเพื่อเติมเชื้อเพลิงที่สถานีเติมก๊าซสำหรับรถ NGV เพราะสถานีบริการมีจำนวนน้อยกว่าสถานีเติมก๊าซ LPG หรือสถานีบริการน้ำมัน รวมทั้งระยะทางวิ่งของรถ NGV เทียบกับรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิง LPG ต่อการเติมเชื้อเพลิงแต่ละครั้ง โดยรถ NGV วิ่งได้ระยะทางน้อยกว่าถึง 2 เท่า (รถ NGV วิ่งได้ระยะทางประมาณ 180 กม.และรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิง LPG วิ่งได้ระยะทางประมาณ 350 กม. ต่อการเติมเชื้อเพลิง 1 ครั้ง) ซึ่งหากคิดคำนวณค่าใช้จ่ายดังกล่าวเพิ่มเติม ระยะเวลาคืนทุนของรถ NGV ก็จะยาวนานขึ้นไปอีก
2. การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> ในปี พ.ศ. 2548 ราคาเอทานอลที่ผลิตได้จากน้ำอ้อยในประเทศบราซิลคือ 10 บาทต่อลิตร ทั้งนี้เนื่องจากต้นทุนของการผลิตอ้อย	ขึ้นกับความแตกต่างของราคาระหว่างน้ำมันเบนซินกับเอทานอลในตลาดโลก และการใช้นโยบายด้านภาษีเพื่อให้ราคาของเอทานอลแข่งขันได้ในภาวะที่

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	ในประเทศบราซิลมีมูลค่าต่ำที่สุดในโลก <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> วัตถุดิบที่มีศักยภาพในการผลิตเอทานอลของประเทศไทยคือ ผลิตจากน้ำอ้อยโดยตรง และผลิตจากแป้งมันสำปะหลัง ซึ่งราคาที่จะแข่งขันได้อยู่ที่ประมาณ 14.44-17.51 บาทต่อลิตรเทียบเท่าน้ำมันสำหรับการผลิตจากน้ำอ้อย และ 16.42-20.83 บาทต่อลิตรเทียบเท่าน้ำมันสำหรับการผลิตจากแป้งมันสำปะหลัง (ราคาวัตถุดิบอยู่ที่ 440-577 บาทต่อตันของอ้อย และ 920-1370 บาทต่อตันของหัวมันสำปะหลัง) ต้นทุนราคาวัตถุดิบจะเป็นปัจจัยที่สำคัญที่สุดที่มีผลต่อราคาของเอทานอลที่ผลิตได้ (สูงกว่า 50% ของต้นทุนรวม)	ราคาน้ำมันเบนซินจากโรงกลั่นมีต้นทุนต่ำกว่าราคาของเอทานอล และเมื่อราคาเอทานอลในตลาดโลกต่ำกว่าราคาเอทานอลที่ผลิตได้ในประเทศ ปัจจุบัน บราซิลเป็นเพียงประเทศเดียวในโลกที่สามารถผลิตเอทานอลเชิงพาณิชย์เพื่อจำหน่ายแข่งขันกับน้ำมันเบนซินได้ในตลาดโลก โดยที่ไม่ต้องอาศัยการอุดหนุนจากรัฐบาล
3. การใช้น้ำมันไบโอดีเซล	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> ราคาไบโอดีเซลในประเทศเยอรมันอยู่ที่ 25-32 บาทต่อลิตร ในประเทศสหรัฐอยู่ที่ 20 บาทต่อลิตร <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> การผลิตน้ำมันไบโอดีเซลเชิงสาธิตจาก โรงงานต้นแบบมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์วันละ 1,000 ลิตร โดยใช้น้ำมันปาล์มสเตลีนบริสุทธิ์เป็นวัตถุดิบ โดยมีต้นทุนการผลิตประมาณ 9.82-14.71 บาทต่อลิตร (น้ำมันปาล์มที่ใช้เป็นวัตถุดิบนั้นเป็นน้ำมันปาล์มที่ได้รับการบริจาคจากกรมสรรพสามิตร ซึ่งเป็นน้ำมันที่ยึดได้จากการลักลอบนำเข้าจากประเทศมาเลเซีย)	ยังไม่มีประเทศใดในโลกที่สามารถผลิตไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์ได้โดยไม่ต้องได้รับการอุดหนุนจากภาครัฐ (ยกเว้นน้ำมันไบโอดีเซลที่ผลิตจากน้ำมันพืชใช้แล้ว)

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	การผลิตน้ำมันไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์มและน้ำมันพืชที่ใช้แล้ว ของบริษัทโกลเด้นไบโอดีเซล จ.สมุทรสาคร มีกำลังผลิต 2 แสนลิตรต่อวัน การผลิตน้ำมันไบโอดีเซลตามโครงการสาธิตของมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ร่วมกับสำนักงานพัฒนาและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) โดยมีกำลังผลิต 2 พันลิตรต่อวัน โดยใช้น้ำมันปาล์มที่ผ่านกระบวนการ Refined แล้วร่วมกับน้ำมันพืชที่ใช้แล้วเป็นวัตถุดิบ	
4. เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด	<u>ต้นทุนโดยทั่วไป</u> จากการศึกษา เมื่อพิจารณาในมิติทางเศรษฐศาสตร์เพื่อหาระยะเวลาคุ้มทุน โดยสมมติให้ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ เช่น ค่าบำรุงรักษาเครื่องยนต์ ค่าภาษีรถยนต์ ของรถยนต์ไฮบริดและรถยนต์ธรรมดาเท่ากัน และคิดเฉพาะค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ประหยัดได้ พบว่าในปัจจุบัน ราคาน้ำมันเบนซินประมาณที่ 30 บาทต่อลิตร และรถยนต์ส่วนบุคคลมีระยะทางวิ่งต่อปีเฉลี่ยประมาณ 15,000 กม. ระยะเวลาคืนทุนของรถยนต์ไฮบริดจะเท่ากับ 19 ปี และระยะเวลาคืนทุนจะสั้นลงเมื่อระยะทางวิ่งต่อปีเพิ่มขึ้นหรือราคาของน้ำมันเชื้อเพลิงสูงขึ้น เช่น หากราคาของน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มเป็นสองเท่า (60 บาทต่อลิตร) ระยะเวลาคืนทุนจะลดลงเหลือ 9 ปี หรือหากระยะทางวิ่งต่อปีเพิ่มขึ้นเป็นสองเท่า (30,000 กม.ต่อปี) ระยะเวลาคืนทุนก็จะลดลงเหลือ 9 ปี เช่นเดียวกัน <u>กรณีศึกษาในประเทศ</u> ปัจจุบันได้มีตัวแทนนำเข้ารถยนต์ในประเทศไทยนำเข้ารถยนต์ไฮบริดจากญี่ปุ่นและยุโรปบางยี่ห้อ	การเลือกใช้รถยนต์ไฮบริดเหมาะสมในสองกรณีคือ ผู้ใช้มีระยะทางในการเดินทางต่อปีสูงหรือน้ำมันเชื้อเพลิงมีราคาสูงมาก และใช้งานในเมืองที่มีการจราจรติดขัดมากเช่น กทม. นอกจากนั้นหากจะต้องการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริดอาจจะต้องมีมาตรการจูงใจผู้ใช้รถยนต์ เช่น มาตรการลดภาษีให้แก่ผู้ที่ใช้รถยนต์ที่ปล่อยมลพิษต่ำ เป็นต้น เพื่อให้ผลต่างของราคารถยนต์ไฮบริดกับรถยนต์ธรรมดาน้อยลง

5.2.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

คณะผู้วิจัยได้ทำการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีในภาคการขนส่งที่เกี่ยวข้องกับยานยนต์ระบบล้อยาง ซึ่งประกอบด้วยเทคโนโลยีดังต่อไปนี้

1. เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
   - เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว (Dedicated Engine)
   - เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่สามารถเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเบนซิน (Bi–fuel Engine)
   - เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติร่วมกับน้ำมันดีเซล (Diesel Dual Fuel Engine: DDF)
   - เทคโนโลยีการเก็บและใช้ก๊าซธรรมชาติในรูปของเหลว (LNG)
   - เทคโนโลยีการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ (Gas to Liquid)

2. การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์
   - การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95 ทั้งหมด
   - การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95
   - การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 91
   - เทคโนโลยีรถยนต์ Flexible Fuel Vehicle (FFV)

3. การใช้น้ำมันไบโอดีเซล
   - การใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 และ B10 ในภาคการขนส่ง

4. เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด
   - เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด
   - เทคโนโลยีการดัดแปลงรถยนต์ไฮบริดเป็นรถไฮบริดแบบปลั๊กอินท์ (Plug-In)

5. Demand Side Management (DSM)
   - การลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงโดยการกำหนดอัตราการสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงขั้นต่ำของรถยนต์ที่วางจำหน่ายและกำหนดฉลากประหยัดเชื้อเพลิงของรถยนต์

- การศึกษาแนวทางและวิธีการรณรงค์เพื่อเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการขับขี่ที่ไม่ประหยัดน้ำมัน
- การปรับปรุงทางเลือกในการเดินทางโดยการยกระดับระบบขนส่งมวลชนแบบถนนให้มีประสิทธิภาพสูงและลดความต้องการใช้ถนนโดยการรณรงค์ให้ประชาชนหันมาใช้จักรยานและการเดิน

โดยคณะผู้วิจัยได้ทำการประมวลผลคะแนนที่ได้จากผู้เชี่ยวชาญโดยคำนวณค่าเฉลี่ยของเกณฑ์ (Criteria) แต่ละข้อ เพื่อศึกษาจุดเด่นและจุดด้อยของแต่ละเทคโนโลยีในความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญ และคำนวณค่าเฉลี่ยของแต่ละเกณฑ์หลัก เพื่อพิจารณาหาหลักเกณฑ์ในการเลือกใช้รวมถึงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีอย่างเหมาะสมและมีประสิทธิภาพ ซึ่งผลการประมวลคะแนนความคิดเห็นผู้เชี่ยวชาญตามหลักเกณฑ์การลำดับความสำคัญของ 13 เทคโนโลยีที่ได้กล่าวไว้แล้วจากการคำนวณเปอร์เซ็นต์โดยรวมของแต่ละเทคโนโลยีจะเห็นได้ว่าสามารถจัดลำดับตามความสำคัญเป็น 3 กลุ่มดังตารางที่ 5.2-3

ตารางที่ 5.2-3 การจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีในภาคการขนส่ง

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	<u>อันดับที่ 1</u> Demand Side Management (DSM)	
	การลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงโดยการกำหนดอัตราการสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงขั้นต่ำของรถยนต์ที่วางจำหน่ายและกำหนดฉลากประหยัดเชื้อเพลิงของรถยนต์	เนื่องจากการประหยัดน้ำมันโดยการกำหนดอัตราสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงขั้นต่ำของรถใหม่จะทำให้ผู้ผลิตรถยนต์ที่มีราคาถูกแต่สิ้นเปลืองเชื้อเพลิงจะจำหน่ายรถยนต์ได้น้อย ขณะที่ผู้ผลิตรถยนต์ที่ผลิตรถที่มีประสิทธิภาพแต่อาจจะมีราคาแพงกว่าไม่เสียโอกาสทางการตลาดเพราะโดยปกติแล้วรถยนต์รุ่นเดียวกันสามารถติดตั้งเครื่องยนต์ได้หลายประเภททั้งที่ประหยัดและไม่ประหยัดพลังงาน บริษัทที่ติดตั้งเครื่องยนต์ที่ประสิทธิภาพต่ำจะได้เปรียบทางการตลาดเพราะสามารถจำหน่ายรถในราคาถูกเนื่องจากมีต้นทุนต่ำกว่าแต่จะเป็นผลเสียกับประเทศในระยะยาว การจัดทำฉลากประหยัดพลังงานของรถยนต์ เป็นแนวทางกลยุทธ์ด้านการประหยัดพลังงานของภาคการขนส่งโดยใช้อุปสงค์ทางการตลาดของผู้ซื้อเป็นตัวขับเคลื่อน โดยอาศัยหลักการที่ว่าพฤติกรรมของผู้บริโภคจะเป็นตัวกำหนดความเปลี่ยนแปลงของตลาด นอกจากนี้การจัดทำฉลากประหยัดพลังงานสามารถดำเนินการจัดทำได้ง่ายและมีผลกระทบสูงในเวลาอันสั้น การจำแนกประเภทของรถยนต์ที่มีประสิทธิภาพสูงออกจากรถยนต์ที่มีประสิทธิภาพต่ำโดยอาศัยฉลากประหยัดเชื้อเพลิงของรถยนต์จะเป็นการให้ข้อมูลแก่ผู้ซื้อและช่วยตัดสินใจในการเลือกรถที่ประหยัดพลังงาน ในระยะยาวหากผู้ผลิตรถยนต์ที่มีประสิทธิภาพต่ำไม่มีการปรับปรุงคุณภาพสินค้าจะทำให้ตนเองสูญเสียตลาดและอาจต้องออกจากการแข่งขันทางธุรกิจ ในขณะที่ค่าเฉลี่ยของอัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของภาคการขนส่งโดยรวมจะค่อยๆ ดีขึ้นตามลำดับในระยะยาว
	การศึกษาแนวทางและวิธีการรณรงค์เพื่อเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการขับขี่ที่ไม่ประหยัดน้ำมัน	การวิจัยและพัฒนานี้มุ่งเน้นที่การขับขี่อย่างประหยัด โดยเฉพาะการสร้างความเข้าใจ การฝึกฝน และกำกับดูแลให้มีการใช้งาน (ขับขี่) ระบบขนส่งอย่างประหยัด การวิจัยในกลุ่มนี้มุ่งเน้นการปรับพฤติกรรม

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
		ของผู้ขับขี่ โดยกลุ่มเป้าหมาย คือ ผู้ขับขี่รถยนต์ทุกประเภท ทั้งรถยนต์ส่วนบุคคล รถสาธารณะ รถยนต์บรรทุก
	การปรับปรุงทางเลือกในการเดินทางโดยการยกระดับระบบขนส่งมวลชนแบบถนนให้มีประสิทธิภาพสูงและลดความต้องการใช้ถนนโดยการรณรงค์ให้ประชาชนหันมาใช้จักรยานและการเดิน	ปัจจัยสำคัญของการเพิ่มประสิทธิภาพเชิงพลังงานของการขนส่ง คือ การใช้ระบบขนส่งที่มีประสิทธิภาพเชิงพลังงานมากขึ้น นั่นคือ ระบบขนส่งสาธารณะ จึงจำเป็นต้องศึกษาเพื่อเพิ่มความนิยม และ ปริมาณการใช้ระบบขนส่งสาธารณะ เพื่อให้มีการใช้ระบบขนส่งที่ไม่ประหยัดพลังงาน (รถยนต์ส่วนบุคคล) ลดลง การวิจัยในกลุ่มนี้เป็นการศึกษาเพื่อดึงดูดการใช้ระบบขนส่งสาธารณะ (Pull) ในขณะที่การวิจัยในกลุ่มการลดปริมาณการเดินทางของรถยนต์ส่วนบุคคล โดยเน้นการศึกษาเพื่อให้ความนิยมรถยนต์ส่วนบุคคลลดลง (Push) การวิจัยและพัฒนานี้มุ่งเน้นกลุ่มเป้าหมาย คือ ผู้วิจัยและพัฒนาระบบขนส่งสาธารณะให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ผู้ควบคุมระบบขนส่งแบบบูรณาการ (ของเมืองและของประเทศ)
	การศึกษาวิจัยมาตรการทางภาษีเพื่อลดความต้องการใช้รถยนต์นั่งส่วนบุคคลและน้ำมัน	วิจัยแนวทางเชิงมาตรการด้านภาษี เช่น ภาษีการปล่อยก๊าซพิษของไอเสีย (emission fee) ภาษีน้ำมัน (fuel tax) ภาษีค่าจอดรถ (parking tax) ฯลฯ เพื่อให้ลดการใช้รถยนต์ส่วนบุคคล และนำรายได้เพื่อไปปรับปรุงระบบขนส่งสาธารณะให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและราคาถูกลง
	<u>อันดับที่ 2</u> การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95 ทั้งหมด	เนื่องจากการผลิตแก๊สโซฮอล์อาศัยวัตถุดิบหลักที่สามารถผลิตในประเทศในสัดส่วนที่สูงทำให้เป็นประโยชน์กับประเทศโดยเฉพาะกลุ่มเกษตรกรซึ่งเป็นประชากรส่วนใหญ่ของประเทศ นอกจากนี้ยังสามารถลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศและช่วยลดมลพิษทางอากาศได้ด้วย
	<u>อันดับที่ 3</u> การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E20 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 95	เช่นเดียวกับอันดับ 2 แต่ในกรณีนี้อาจมีข้อจำกัดบางประการในการดำเนินการ (Implement) ให้ได้ผลประการแรกจำนวนวัตถุดิบในประเทศอาจไม่เพียงพอ ซึ่งจะทำให้เอทานอลมีราคาแพงขึ้น อีกประการหนึ่งผลกระทบต่อชิ้นส่วนบางอย่างของรถยนต์โดยเฉพาะรถเก่าจะมีมากกว่ากรณีของน้ำมันแก๊สโซฮอล์

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
		95 E10 ทำให้อายุชิ้นส่วนสั้น หรือต้องมีการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงในรถบางรุ่นทำให้ต้นทุนของสังคมโดยรวมสูงขึ้น
กลุ่มที่ 2	การใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ 91 E10 แทนการใช้น้ำมันเบนซิน 91	แม้ว่ากรณีนี้จะมีข้อดีคล้ายคลึงกับกรณีของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ 95 E10 แต่จะมีผลกระทบกับชิ้นส่วนของรถจักรยานยนต์ซึ่งมีอยู่จำนวนมากถึงประมาณ 20 ล้านคัน นอกจากนี้โรงกลั่นที่ใช้เทคโนโลยีสมัยใหม่ต้องมีการปรับปรุงกระบวนการผลิตให้มีประสิทธิภาพลดลงซึ่งเป็นการสูญเสียโอกาสทางต้นทุนการผลิตของโรงกลั่นโดยไม่จำเป็น
	การใช้น้ำมันไบโอดีเซล B5 และ B10 ในภาคการขนส่ง	เนื่องจากยังมีข้อจำกัดด้านปริมาณวัตถุดิบเพื่อนำมาผลิตไบโอดีเซลทั้งด้านต้นทุนและปริมาณที่ไม่เพียงพอ
	กลุ่มเทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง • เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว (Dedicated Engine) • เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่สามารถเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันเบนซิน (Bi–fuel Engine) • เทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติร่วมกับน้ำมันดีเซล (Diesel Dual Fuel Engine: DDF)	ยังมีข้อจำกัดด้านโครงสร้างพื้นฐานของการจัดจำหน่ายและให้บริการเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ หากต้องการให้มีการจัดจำหน่ายและให้บริการอย่างทั่วถึง รัฐจะต้องลงทุนด้านโครงสร้างอีกจำนวนมาก และอาจมีต้นทุนแพงในระยะยาว เนื่องจากก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยจะมีสัดส่วนลดลงอย่างรวดเร็วเมื่อเทียบกับการนำเข้าและจะหมดลงภายใน 20 ปี ทำให้ต้องนำเข้าและพึ่งพาพลังงานก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้าน ความมั่นคงด้านพลังงานจึงน้อยลง และในระยะยาวราคาก๊าซธรรมชาติจะมีราคาสูงขึ้นอย่างแน่นอนเนื่องจากปกติแล้วราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกจะผูกพันกับราคาของน้ำมันดิบ เมื่อราคาน้ำมันดิบแพงขึ้นก๊าซธรรมชาติก็จะแพงขึ้นตาม จะเห็นได้ว่าการแก้ไขปัญหาพลังงานโดยแนวทางนี้อาจเป็นวิธีการแก้ไขเพียงระยะสั้นถึงระยะกลางเท่านั้น แต่ในระยะยาวแล้วอาจเป็นปัญหาใหญ่ต่อไปในภายหลัง
กลุ่มที่ 3	เทคโนโลยีการเก็บและใช้ก๊าซธรรมชาติในรูปของเหลว (LNG) และเทคโนโลยีการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ (GTL)	เป็นทำนองเดียวกันกับกรณีของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติดังกล่าวข้างต้น เพราะเทคโนโลยีเหล่านี้ยังต้องอาศัยก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบหลักเช่นเดิม ยิ่งไปกว่านั้นเทคโนโลยีทั้งสองยังไม่มีความคุ้นทุน

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
	เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด และเทคโนโลยีการดัดแปลงรถยนต์ไฮบริดเป็นรถไฮบริดแบบปลั๊กอินท์ (Plug-In)	ต้องนำเข้าเทคโนโลยีนี้จากต่างประเทศทั้งหมด และยังมีราคาแพงเมื่อเทียบกับเงินที่ประหยัดได้จากการประหยัดพลังงานเนื่องจากประสิทธิภาพสูงขึ้น นอกจากนี้ปกติแล้วรถยนต์นำเข้าจะต้องเสียภาษีไม่ต่ำกว่า 200% ขึ้นไปสำหรับกรณีของประเทศไทย ทำให้รัฐต้องมีนโยบายยกเว้นภาษีนำเข้าเป็นพิเศษสำหรับรถยนต์ประเภทนี้
	เทคโนโลยีรถยนต์ Flexible Fuel Vehicle (FFV)	เทคโนโลยีนี้ยังไม่สามารถผลิตได้ในประเทศไทยและต้องอาศัยการนำเข้าทั้งหมด ทั้งยังไม่มีโครงสร้างพื้นฐานของสถานีบริการเพื่อจัดจำหน่ายแอลกอฮอล์บริสุทธิ์ อีกทั้งปริมาณวัตถุดิบอาจจะไม่เพียงพอหากมีความต้องการแอลกอฮอล์จำนวนมากเพื่อใช้กับรถยนต์ FFV ถ้าได้รับความนิยม อย่างไรก็ดีเทคโนโลยีนี้มีข้อดีที่สามารถเลือกใช้น้ำมันเบนซินล้วนหรือแอลกอฮอล์ (ถึง 85%) อย่างใดอย่างหนึ่งได้ ทำให้มีความยืดหยุ่นสูง

5.2.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้ NGV	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ โครงสร้างพื้นฐานของระบบท่อส่งก๊าซมีจำกัดเพียงพื้นที่รอบนอกของกรุงเทพฯ และตามแนวท่อก๊าซที่มุ่งเน้นเขตอุตสาหกรรมเป็นหลัก ทำให้มีพื้นที่ให้บริการเชื้อเพลิงจำกัด เนื่องจากมีสถานีเติมก๊าซน้อย ▪ ยังไม่มีการกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์ที่ใช้ในการดัดแปลงเครื่องยนต์ ▪ ขาดแคลนช่างเทคนิคที่มีทักษะในการดัดแปลงและซ่อมบำรุงเครื่องยนต์ใช้ก๊าซ NGV ได้อย่างมีมาตรฐาน ▪ ด้านคุณภาพของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้กับยานยนต์ยังไม่ได้มาตรฐานตามสากล (โดยเฉพาะก๊าซที่ใช้กับรถยนต์ที่เป็นแบบ Dedicated Vehicle ที่นำเข้าจากต่างประเทศ) ▪ เทคโนโลยี Duel Fuel (DDF) สำหรับเครื่องยนต์ดีเซลยังมีข้อบกพร่องทางเทคนิคมากมาย เช่นมีประสิทธิภาพในการทำงานต่ำ มีการปลดปล่อยมลภาวะทางอากาศในอัตราที่สูง และมีความปลอดภัยในการใช้งานต่ำ (โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อเครื่องยนต์ทำงานที่รอบช้า) ซึ่งเทคโนโลยีดังกล่าวยังไม่ได้รับการแนะนำจากผู้ผลิตรถยนต์ให้นำมาใช้งานจริง ▪ น้ำหนักถังกักเก็บก๊าซธรรมชาติต่อน้ำหนักรถยนต์มีค่าสูง (โดยเฉพาะรถยนต์ส่วนบุคคลขนาดเล็ก) โดยถังที่มีน้ำหนักเบายังมีราคาสูงมาก
เศรษฐศาสตร์	▪ งบประมาณที่ใช้ในการลงทุนสร้างโครงสร้างพื้นฐานการให้บริการรถยนต์ NGV สูงมาก (รวมงบประมาณสำหรับการขยายแนวท่อส่งก๊าซ การปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ การจัดการและดำเนินการของสถานีเติมก๊าซ การขนส่งก๊าซ) ▪ เงินลงทุนเพื่อดัดแปลงเครื่องยนต์เป็น NGV สูงกว่าการดัดแปลงเครื่องยนต์เพื่อใช้เชื้อเพลิง LPG ถึง 3-4 เท่า
กฎระเบียบ	▪ ขาดกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัยสำหรับลานจอดรถที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ภายในอาคาร (Indoor) ที่มีการถ่ายเทอากาศจำกัด ▪ ขาดกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัยในกรณีเกิดอุบัติเหตุโดยเฉพาะแรงระเบิดจากก๊าซและความเสี่ยงจากไฟไหม้อันเนื่องมาจากความเสียหายจากการชนและทำให้อุปกรณ์ชำรุด
การตลาด	▪ อุปสรรคด้านราคาของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ซึ่งต่ำกว่าเชื้อเพลิงคู่แข่งที่สำคัญคือ LPG ไม่มากพอ (เพียง 33% เมื่อคิดราคาตามมูลค่าความร้อน) ▪ จำนวนสถานีเติมก๊าซในปัจจุบันยังมีจำนวนจำกัด และไม่ครอบคลุมพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศ

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้แก๊สโซฮอล์	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ การผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ของโรงกลั่นน้ำมัน (ในกรณีของการผลิตแก๊ซโซฮอล์ E10 (ในเบนซิน91) และในกรณีที่ต้องการเพิ่มสัดส่วนการผสมเอทานอลจาก E10 เป็น E20) มีปัญหาต้องเปลี่ยนกระบวนการกลั่นเนื่องจากค่าออกเทนจากการกลั่นสูงเกินไป ▪ การสึกหรอและอายุการใช้งานที่สั้นลงของชิ้นส่วนในยานยนต์บางรุ่นเนื่องจากใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ (ในกรณีของ E10 (ในเบนซิน91) และ E20 (ในเบนซิน95)) โดยเฉพาะเครื่องยนต์ที่ใช้คาบูเรเตอร์ ประมาณการว่าจะมีรถจักรยานยนต์ที่จะได้รับผลกระทบประมาณ 20 ล้านคันทั่วประเทศ ที่ต้องปรับเปลี่ยนคาบูเรเตอร์
เศรษฐศาสตร์	▪ ราคาของเอทานอลที่ผลิตได้ในประเทศแพงกว่าราคาเอทานอลในตลาดโลก ▪ ราคาวัตถุดิบที่ใช้เพื่อผลิตเอทานอลไม่มีความสัมพันธ์กับความผันแปรของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ทำให้รัฐไม่สามารถใช้นโยบายการตั้งราคารับซื้อของเอทานอลให้สัมพันธ์กับราคาของน้ำมันดิบได้ ▪ การลงทุนตั้งโรงงานเอทานอลต้องใช้เงินลงทุนสูง และต้องเป็นโรงงานที่มีกำลังการผลิตขนาดใหญ่ จึงจะมีความประหยัดในขนาด (economy of scale) มากพอ
กฎระเบียบ	▪ ปัจจุบันการกำหนดค่าความดัน (Reid Vapor Pressure; RVP) สำหรับเอทานอลที่จัดจำหน่ายตามสถานีบริการยังไม่สอดคล้องกับกระบวนการผลิตของแก๊สโซฮอล์ที่ผลิตได้จริงเนื่องจากค่า RVP ยังไม่ได้รับการแก้ไข ยังคงเป็นค่าเก่าของการผลิตน้ำมันเบนซิน ทำให้ค่า Emission ในปัจจุบันสูงกว่าข้อกำหนดการควบคุมมลภาวะทางอากาศของกรมควบคุมมลพิษ
การตลาด	▪ ผู้ใช้รถยนต์จำนวนหนึ่ง ยังไม่มั่นใจเรื่องผลกระทบของแก๊สโซฮอล์ต่อรถยนต์ แม้ว่ามีผู้หันมาใช้แก๊สโซฮอล์เป็นจำนวนมากขึ้นในระยะหลังนี้ก็ตาม ▪ มีการแย่งชิงการใช้วัตถุดิบเพื่อผลิตเป็นอาหารและผลิตเป็นเอทานอลทำให้ต้นทุนการผลิตเอทานอลมีความแปรปรวนสูงมาก และทำให้อุปทานไม่แน่นอน ▪ มีการแย่งชิงโมลาสเพื่อผลิตเป็นสุราและผลิตเป็นเอทานอล ซึ่งราคาเอทานอลไม่สามารถแข่งขันได้

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้ไบโอดีเซล	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ ปริมาณการผลิตพืชน้ำมันของประเทศมีเพียงพอเฉพาะเพื่อการบริโภคเท่านั้น ยังไม่มีผลผลิตส่วนเกินจากการบริโภคเพื่อนำมาผลิตไบโอดีเซล (ปัจจุบันสามารถทดแทนน้ำมันดีเซลได้เพียง 1% เท่านั้น) ▪ คุณภาพของน้ำมันไบโอดีเซลที่ผลิตได้จากหลายแห่งในประเทศยังไม่ได้มาตรฐานที่จะใช้ในยานยนต์เนื่องจากขาดการควบคุมคุณภาพ
เศรษฐศาสตร์	▪ ต้นทุนการผลิตน้ำมันไบโอดีเซลยังมีราคาสูงกว่าน้ำมันดีเซลธรรมดา
กฎระเบียบ	▪ การกำหนดมาตรฐานไบโอดีเซลโดยกระทรวงพานิชย์เป็นมาตรฐานที่เหมาะสมกับการใช้ในยานยนต์ทั่วไป ซึ่งทำให้ต้นทุนการผลิตสูงไม่เหมาะที่จะให้เกษตรกรหรือชุมชนผลิตเพื่อใช้เอง
การตลาด	▪ วัตถุดิบไม่เพียงพอต่อการผลิตไบโอดีเซล ▪ ยังไม่ทราบชัดเจนถึงต้นทุนและผลผลิตของสบู่ดำว่าให้ผลตอบแทนเพียงพอที่จะแข่งขันเพื่อจูงใจเกษตรกรให้มาปลูกสบู่ดำแทนพืชผลการเกษตรชนิดอื่น ▪ การรวบรวมน้ำมันพืชที่ใช้แล้วยังทำได้ยาก เพราะปัจจุบันมีการนำน้ำมันพืชที่ใช้แล้วไปจำหน่ายเพื่อบริโภคซ้ำ และมีอยู่อย่างกระจัดกระจาย

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้รถไฮบริด	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ เทคโนโลยีทั้งหมดอาศัยการนำเข้าจากต่างประเทศ
เศรษฐศาสตร์	▪ รถไฮบริดมีต้นทุนสูงกว่ารถยนต์รุ่นเดียวกันประมาณ 20% ซึ่งต้องใช้ระยะเวลาคืนทุนนานถึง 8-10 ปี
กฎระเบียบ	▪ ยังไม่มีมาตรการรองรับเพื่อสนับสนุนให้มีการใช้รถไฮบริด และรถยนต์ประสิทธิภาพสูงอย่างแพร่หลาย ▪ ยังไม่มีการกำหนดนโยบายและข้อบังคับของอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงขั้นต่ำของรถยนต์ รวมถึงการจัดทำฉลากประหยัดพลังงาน (ฉลากเบอร์ 5) ของรถยนต์
การตลาด	▪ ภาษีนำเข้ารถยนต์ทุกประเภทจากต่างประเทศสูงมาก ไม่ว่าจะเป็นรถประหยัดหรือไม่ประหยัดพลังงาน

5.3 การประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์และบ้านพักอาศัย

5.3.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

ในปัจจุบันการใช้ไฟฟ้าในอาคารพาณิชย์ของประเทศไทยคิดเป็นสัดส่วนร้อยละประมาณ 25 ของการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศหรือประมาณ 20,000 ล้านหน่วยต่อปี อาคารพาณิชย์ขนาดกลางถึงขนาดใหญ่มีการใช้พลังงานเพื่อการปรับอากาศมากกว่าร้อยละ 50 ของการใช้พลังงานทั้งหมด อาคารพาณิชย์บางประเภท เช่น อาคารศูนย์การค้า และอาคารสำนักงาน มีการใช้พลังงานสูงถึง 530 และ 660 หน่วยต่อตารางเมตรต่อปี

5.3.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยีที่ใช้เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์แต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังนี้

ตารางที่ 5.3-1 จุดเด่น/จุดด้อยของเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่ใช้เพิ่มประสิทธิภาพการช้พลังงานในอาคาร

การเปรียบเทียบเทคโนโลยี เพื่อการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคาร		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
1. Heat pump	▪ มีประสิทธิภาพสูง ▪ ใช้ได้ทั้งการผลิตน้ำร้อนที่มีอุณหภูมิไม่สูงมากและการปรับอากาศควบคู่กันได้	▪ ค่าการลงทุนสูง
2. Solar hot water	▪ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ ▪ สามารถพัฒนา เพื่อผลิตและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้	▪ อาจต้องมี Auxiliary heater เพื่อใช้เสริมในการทำงาน
3. Radiant cooling	▪ เงียบ สร้างสภาวะแวดล้อมที่ดี ▪ เกิดปัญหาต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่า ▪ สามารถพัฒนา เพื่อผลิตและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้	▪ ปัญหาการควบแน่นของไอน้ำในอากาศ
4. Absorption chiller	▪ นำความร้อนทิ้งกลับมาใช้งานได้ใหม่ ▪ สภาวะแวดล้อมดีขึ้น ▪ เงียบ	▪ ค่าการลงทุนสูง
5. Desiccant dehumidification	▪ มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ ▪ สามารถพัฒนา เพื่อผลิตและใช้งานเองได้	▪ ค่าการลงทุนสูง

การเปรียบเทียบเทคโนโลยี เพื่อการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคาร		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
6. Lighting design	■ ประสิทธิภาพโดยรวมสูง ■ สามารถพัฒนา ออกแบบ ใช้งานเองได้	■ ขาดบุคลากรและองค์ความรู้
7. Daylighting	■ ประสิทธิภาพโดยรวมสูง ■ สามารถพัฒนา เพื่อผลิตอุปกรณ์ในเชิงพาณิชย์ได้	■ ขาดบุคลากรและองค์ความรู้
8. Opaque materials for commercial building	■ สามารถพัฒนาและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้	■ ค่าการลงทุนยังสูงอยู่
9. Opaque materials for residential building	■ สามารถพัฒนาและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้	■ ค่าการลงทุนยังสูงอยู่
10. Glazing for commercial building	■ สามารถใช้งานควบคู่กับ Daylighting	■ ค่าการลงทุนสูง
11. Glazing for residential building	■ สามารถใช้งานควบคู่กับ Daylighting	■ ค่าการลงทุนสูง
12. Potential for CHP application	■ ประสิทธิภาพสูง	■ ค่าการลงทุนสูง
13. Building energy management	■ ประสิทธิภาพสูงและเกิดประสิทธิผลในการประหยัดพลังงานได้ดี	■ ค่าการลงทุนสูง

5.3.3 ข้อพิจารณาทางศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. ปั๊มความร้อน (Heat pump)	▪ ค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับระบบผลิตน้ำร้อนทั่วไป เช่น หม้อต้มน้ำร้อนที่ใช้ LPG, น้ำมัน และไฟฟ้า ▪ ค่าการลงทุนเริ่มต้นสูงเมื่อเทียบกับระบบผลิตน้ำร้อนทั่วไป เช่น ขนาดโรงแรม 100 ห้อง ลงทุนประมาณ 600,000 บาท และขนาดโรงแรม 200 ห้องลงทุนประมาณ 1,100,000 บาท	▪ สมรรถนะสูง สามารถประหยัดพลังงานได้ถึง 75-80% เมื่อเทียบกับการผลิตน้ำร้อนโดยการใช้เชื้อเพลิง เช่น LPG และน้ำมันเตา ▪ มีจำหน่ายตั้งแต่ขนาดเล็กสำหรับใช้ในครัวเรือนจนถึงขนาดใหญ่สำหรับใช้ในอาคารพาณิชย์ เช่น สำหรับใช้ในโรงแรม โรงพยาบาล
2. ระบบผลิตน้ำร้อนโดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar hot water)	▪ การลงทุนสูง ค่าการลงทุนในเบื้องต้นประมาณ 350 บาทต่อการผลิตน้ำร้อนหนึ่งลิตรต่อวัน ▪ อาจไม่จูงใจพอในกรณีที่ราคาค่าไฟฟ้าไม่สูงมากนัก	▪ มีจำหน่ายตามท้องตลาดสำหรับใช้ในระดับครัวเรือนจนถึงขนาดใหญ่สำหรับใช้ในอาคารพาณิชย์ เช่น โรงแรม โรงพยาบาล ▪ สามารถพัฒนาและผลิตได้เองในประเทศ
3. Radiant Cooling	▪ สามารถประหยัดพลังงานได้ถึงประมาณ 70% เมื่อเปรียบเทียบกับระบบปรับอากาศแบบเดิม ▪ การลงทุนของระบบสูง ราคาประมาณ $15-18 ต่อตารางเมตร	▪ สามารถประหยัดพลังงานได้ถึงประมาณ 70% เมื่อเปรียบเทียบกับระบบปรับอากาศแบบเดิม ▪ แผงน้ำเย็นที่มีจำหน่ายในท้องตลาดปัจจุบันมี 3 แบบ คือ ท่อบรรจุในแผงอะลูมิเนียม, แบบท่อขนาดเล็ก (capillary tubes) บรรจุในแผงพลาสติก และท่อที่ฝังอยู่ในคอนกรีต
4. Absorption Chiller	▪ สมรรถนะต่ำ ค่า COP ประมาณ 1.1-1.2 เมื่อเทียบกับระบบปรับอากาศแบบอัดไอ ซึ่งมีค่า COP สูง (ประมาณ 6.0 ในปัจจุบัน) ▪ ราคาค่อนข้างสูง ค่าการลงทุนเฉพาะส่วนของ chiller ประมาณ 20,000 บาท ต่อตันความเย็น ▪ มีความเหมาะสมในเชิงเศรษฐศาสตร์ หากมีการใช้	▪ มีการใช้ที่ไม่ค่อยแพร่หลายหรืออาจไม่จูงใจพอเนื่องจากราคาค่าไฟฟ้าในอดีตที่ไม่สูงมากนัก ▪ อาจต้องมีการพัฒนาเพื่อใช้ร่วมกับแหล่งความร้อนอื่น เช่น ความร้อนจากแสงอาทิตย์ เป็นต้น

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
	พลังงานที่มีราคาถูก เช่น ก๊าซธรรมชาติ และ/หรือ ความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิต การเผาไหม้ เป็นต้น	
5. Desiccant dehumidification	▪ การลงทุนในเบื้องต้นค่อนข้างสูง ขึ้นกับปริมาณความชื้นในอากาศ โดยทั่วไปราคาประมาณ 200-800 บาทต่ออัตราการไหลของอากาศหนึ่งลิตรต่อวินาที ▪ ให้ความคุ้มทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์ ในกรณีที่ใช้ควบคู่กับการปรับอากาศ โดยเฉพาะอาคารขนาดใหญ่ที่มีระบบปรับอากาศแบบรวมศูนย์ เนื่องจากสามารถลดภาระของการทำความเย็น รวมทั้งสามารถลดขนาดของระบบปรับอากาศได้ ▪ มีความคุ้มทุนมากขึ้นในกรณีที่ราคาพลังงานที่ใช้ในการฟื้นฟูสภาพของสารดูดความชื้นต่ำกว่าราคาพลังงานที่ใช้ในการผลิตความเย็นหรือการปรับอากาศ เช่น ก๊าซธรรมชาติ และ/หรือ การใช้ความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิต เป็นต้น	▪ ในประเทศไทยมักใช้ในอุตสาหกรรมหรือบริเวณที่ต้องการความชื้นสัมพัทธ์ต่ำ เช่น อุตสาหกรรมอิเลคทรอนิคส์ เป็นต้น ▪ สารดูดความชื้นที่ใช้แพร่หลายมี 2 ชนิดคือสารดูดกลืนแบบสถานะของแข็งและแบบสถานะของเหลว เช่น ซิลิกาเจล, LiBr, LiCl, $CaCl_2$ เป็นต้น ▪ เป็นระบบเพื่อใช้เสริมในระบบปรับอากาศหลัก

5.3.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ทางกลุ่มวิจัยได้ให้ความสำคัญ ในเรื่องของการพัฒนาเทคโนโลยีรวมถึงระยะเวลาที่คาดว่าจะสามารถพัฒนาเทคโนโลยีไปใช้ในเชิงพาณิชย์ ซึ่งพบว่าเป็นความสำคัญอันดับต้น ๆ จากคะแนนเฉลี่ยที่ได้ รองมาเป็นเรื่องศักยภาพในการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสามารถออกแบบและผลิตใช้ได้เองในประเทศ ลำดับความสำคัญถัดมา คือ การประยุกต์ใช้และผลจากการนำไปใช้ ซึ่งรวมถึงประสิทธิภาพ ความน่าเชื่อถือ ความปลอดภัย ทักษะทางเทคนิคของผู้ปฏิบัติการ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และความซับซ้อนหรือยากง่ายในการนำไปใช้ ลำดับสุดท้ายคือตัวแปรทางด้านเศรษฐศาสตร์ ค่าการลงทุนติดตั้งระบบ รวมทั้งการลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม และระยะเวลาคุ้มทุนของแต่ละเทคโนโลยี

ตารางที่ 5.3-2 การจัดลำดับความสำคัญ

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	■ Lighting design	■ เป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพโดยรวมสูง ซึ่งสามารถพัฒนา ออกแบบ ใช้งานเองได้ แต่ยังขาดบุคลากรและองค์ความรู้ จึงต้องมีการพัฒนาองค์ความรู้ทางด้านนี้เพื่อสร้างบุคลากร
	■ Opaque Materials for Comercial and residential building	■ เป็นเทคโนโลยีที่สามารถพัฒนาและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ แต่ค่าการลงทุนยังสูงอยู่ ยังคงต้องการ การพัฒนาในเรื่องของความคงทน และคุณสมบัติอย่างอื่นด้วย
	■ Glazing for Comercial Building	■ สามารถใช้งานควบคู่กับ Daylighting แต่การลงทุนยังสูงอยู่ และยังต้องพึ่งพาอาศัยเทคโนโลยี รวมทั้งวัตถุดิบบางอย่างจากต่างประเทศ
กลุ่มที่ 2	■ Heat Pump	■ มีประสิทธิภาพสูง และสามารถใช้ได้ทั้งการผลิตน้ำร้อนที่มีอุณหภูมิไม่สูงมากและการปรับอากาศควบคู่กันได้ แต่ยังคงมีค่าการลงทุนสูง การใช้ยังไม่แพร่หลาย และเหมาะกับอาคารบางประเภทที่ต้องการน้ำร้อนที่ที่มีอุณหภูมิไม่สูงมาก เช่น โรงแรม เป็นต้น
	■ Solar Hot Water	■ เป็นเทคโนโลยีที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ สามารถพัฒนาเพื่อผลิตและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ แต่อาจต้องมีการใช้ Auxiliary heater เสริมในการทำงาน และต้องมีการดูแลในเรื่องของความสะอาดของแผง ไม่เช่นนั้นแล้วสมรรถนะจะลดลงอย่างมาก ซึ่งอาจส่งผลให้การใช้ Auxiliary heater มากขึ้น ทำให้มีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น
	■ Daylighting	■ เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพโดยรวมสูง สามารถพัฒนา ออกแบบ ใช้งานเองได้ แต่ยังคงขาดบุคลากรและองค์ความรู้ และต้องมีการคำนึงถึงความร้อนและความจ้าที่อาจจะเกิดขึ้นได้
	■ Glazing for residential building	■ เป็นเทคโนโลยีที่สามารถใช้งานควบคู่กับ Daylighting แต่ยังคงมีราคาสูง และยังต้องพึ่งพาอาศัยเทคโนโลยี รวมทั้งวัตถุดิบบางอย่างจากต่างประเทศ
	■ Building energy management	■ เป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงและเกิดประสิทธิผลในการประหยัดพลังงานได้ดี แต่ยังคงมีการลงทุนสูง และเหมาะกับอาคารบางประเภทเท่านั้น
กลุ่มที่ 3	■ Radiant cooling	■ เป็นเทคโนโลยีที่เงียบ สร้างสภาวะแวดล้อมที่ดี ทำให้เกิดปัญหาต่อสิ่งแวดล้อมน้อย และสามารถพัฒนา เพื่อผลิตและใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้ แต่อาจมีปัญหาการควบแน่นของไอน้ำในอากาศ จึงมีข้อจำกัดในเรื่องอุณหภูมิการใช้งานเพื่อหลีกเลี่ยงการควบแน่นของความชื้นในอากาศ
	■ Absorption chiller	■ สามารถนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้งานได้ใหม่ ช่วยให้สภาวะแวดล้อมดีขึ้น แต่ยังคงมีค่าการลงทุนสูง และใช้ได้กับ

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
		อาคารบางประเภทเท่านั้น
	■ Desiccant dehumidification	■ มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ สามารถพัฒนาเพื่อผลิตและใช้งานเองได้ แต่ยังคงมีการลงทุนสูง ทำให้การใช้ยังไม่แพร่หลาย และต้องมีการพัฒนาองค์ความรู้ทางด้านนี้
	■ Potential for CHP application	■ มีประสิทธิภาพทางด้านพลังงานสูง แต่ยังคงมีการลงทุนที่สูง แต่เหมาะกับอาคารบางประเภทที่มีการใช้ไฟฟ้าและความร้อนควบคู่กัน

5.3.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

สำหรับปัญหาและอุปสรรคในการส่งเสริมการใช้อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงในอาคารพาณิชย์นี้ได้มีการพิจารณาถึงตัวแปรต่างๆ 6 ด้านคือ (1) ทางด้านเทคนิค (2) ทางด้านการตลาด (3) ด้านกฎหมายและข้อบังคับ (4) ด้านหน่วยงาน (5) ด้านการเงินและการลงทุน และ (6) ด้านการรับทราบข้อมูลและการให้ความรู้ รวมทั้งได้มีการเสนอมาตรการในการแก้ไขปัญหาและแนวทางในการส่งเสริมอุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงมาใช้ในอาคารพาณิชย์ ดังนี้

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอาคารและบ้านพักอาศัย	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	▪ ส่วนใหญ่ยังต้องพึ่งพาเทคโนโลยีจากต่างประเทศ ยกเว้นระบบปรับอากาศแบบแยกส่วนขนาดเล็ก ที่มีความพร้อมทางด้านเทคนิคและสามารถผลิตเองในประเทศ
ด้านการตลาด	▪ ราคาค่อนข้างสูง
กฎระเบียบ	▪ การบังคับใช้ พรบ. การอนุรักษ์พลังงานฯ ยังไม่สามารถทำได้เต็มที่ รวมทั้งยังไม่มีการลงโทษกันอย่างจริงจัง
ด้านหน่วยงาน	▪ การประสานงานกับหน่วยงานรัฐ เช่น กระทรวงพลังงาน ในโครงการประหยัดพลังงาน ยังมีขั้นตอนที่ยุ่งยากและล่าช้า
ด้านการเงินและการลงทุน (Financial)	▪ มาตรการปรับปรุงเพื่อการอนุรักษ์พลังงานในอาคาร มีค่าการลงทุนค่อนข้างสูง ดังนั้นอาคารส่วนใหญ่จะเลือกดำเนินการ เฉพาะมาตรการที่ลงทุนน้อยก่อน เพื่อหลีกเลี่ยงภาระความเสี่ยงทางการเงิน
ด้านการรับทราบข้อมูลและการให้ความรู้	▪ ขาดการอบรมเพื่อสร้างความตระหนักและจิตสำนึกและการมีส่วนร่วมในการอนุรักษ์พลังงานให้กับบุคลากรในอาคาร เพื่อให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานแบบยั่งยืน

5.4 ผลการประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานภาคอุตสาหกรรม

5.4.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

5.4.1.1 เทคโนโลยีในภาพรวม

อุตสาหกรรมการผลิตของประเทศไทยแบ่งได้เป็น 9 ประเภทหลัก คือ อาหารและเครื่องดื่ม สิ่งทอ ไม้และเครื่องเรือน กระดาษ เคมี อโลหะ โลหะขั้นมูลฐาน ผลิตภัณฑ์โลหะและอื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 5.4-1 จะเห็นว่าอุตสาหกรรมหลัก 3 ประเภทคือ อโลหะ อาหารและเครื่องดื่ม และเคมี ใช้พลังงานรวมกันมากกว่า 70% ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมด

เทคโนโลยีพลังงานที่มีความสำคัญต่อการเพิ่มประสิทธิภาพและประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทยมี 3 กลุ่มดังแสดงในตารางที่ 5.4 – 1

(1) <u>เทคโนโลยีพื้นฐาน</u> (Cross-Cutting Technology) เป็นเทคโนโลยีที่ใช้กันกว้างขวางในทุกกลุ่มอุตสาหกรรม ได้แก่

- มอเตอร์ (motor)
- หม้อไอน้ำ (Boiler)
- เครื่องอัดอากาศ ปั๊ม และพัดลม (Compressor, pump and fan)
- เครื่องผลิตน้ำเย็น (Chiller)
- การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration หรือ CHP) (ได้รับการประเมินแยกใน หัวข้อ 5.5)

(2) <u>เทคโนโลยีการประหยัดพลังงานที่มีความสำคัญต่ออุตสาหกรรมไทย</u> (Key-Energy-Efficient Technologies for Thai Industries) เป็นเทคโนโลยีที่จัดหาได้เชิงพาณิชย์และมีการใช้อยู่บ้างแล้ว ดังต่อไปนี้

- อโลหะ : - Glass recycling
  - High energy efficiency cement-kiln technology
  - Efficient ceramic and brick kiln,
  - High efficiency / low NO_x burner
- อาหาร / เครื่องดื่มและเคมี : - Membrane
- ผลิตภัณฑ์โลหะ (Metal products) : - High capacity aluminium melt furnance
- สิ่งทอ : - Energy efficient textile finishing process

ตารางที่ 5.4-1 เทคโนโลยีที่สำคัญสำหรับอุตสาหกรรมไทย

Sector	Cross-cutting technologies	Key energy-efficient technologies for Thai industry	Emerging energy – efficient industrial technologies	
			Sector specific	Cross - cutting
1. Non-metallic minerals - Cement - Glass & glass byproducts - Ceramic	■ ***Boiler*** ■ ***Motor*** ■ ***Compressor, pump and fan*** ■ ***Chiller*** ■ ***Cogeneration***	■ Glass recycling ■ High energy efficiency cement-kiln technology ■ Efficient ceramic and brick kilns ■ High efficiency / low NO_x burners	■ Roller kiln	■ ***Advanced cogeneration*** ■ ***Microturbine*** ■ ***Advanced reciprocating engine*** ■ ***Switched reductance motor***
2. Food / Beverages		■ Membrane	■ Advanced membrane	
3. Chemical		■ Membrane	■ Advanced membrane ■ Gasification	
4. Metal products		■ High capacity aluminium melt furnace		
5. Basic metal			■ Smelt reduction process ■ Near net shape / Strip casting	
6. Textile		■ Energy efficient textile finishing process		
7. Pulp / paper			■ Black Liquor Gasification ■ Energy Efficient drying Technologies	
8. Wood / furniture				
9. Others				

(3) เทคโนโลยีใหม่ที่มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (Emerging Energy-Efficient Technologies) เป็นเทคโนโลยีที่กำลังได้รับการพัฒนาและเข้าสู่ตลาดเร็วๆ นี้ และเทคโนโลยีกลุ่มนี้แบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่มย่อยคือ

- เทคโนโลยีเฉพาะ : กลุ่มอุตสาหกรรม (sector-specific)
  - กลุ่มอโลหะ : - Roller kiln
  - กลุ่มอาหารและเครื่องดื่ม : Advanced membrane
  - กลุ่มเคมี : Advanced membrane และ Gasification
  - กลุ่มโลหะพื้นฐาน : Smelt reduction process และ Near net shape/strip casting
  - กลุ่มกระดาษ : Black liquor gasification และ Energy efficient drying technologies
- เทคโนโลยีพื้นฐาน (Cross-Cutting Technologies) ซึ่งรวมถึง Advanced cogeneration, Microturbine, Advanced reciprocating engine และ Switched reluctance motor

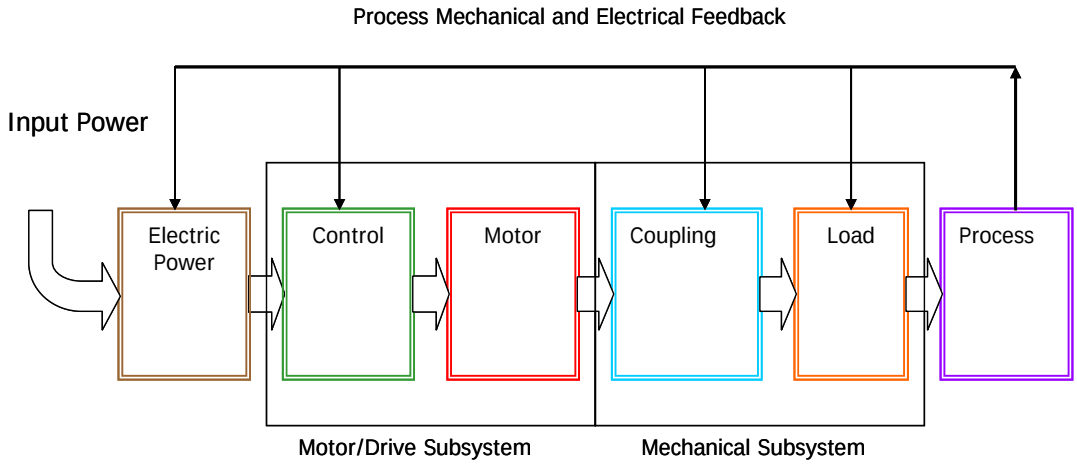
5.4.1.2 เทคโนโลยีพื้นฐาน (Cross-cutting technologies)

(1) มอเตอร์ (motor)

สถานภาพทั่วไป มอเตอร์เป็นเทคโนโลยีพื้นฐานที่สำคัญที่สุดในอุตสาหกรรมการผลิต ร้อยละ 60-75 ของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมทั้งหมดของประเทศไทยถูกใช้ในมอเตอร์ ระบบมอเตอร์ (motor system) ซึ่งประกอบด้วยส่วนสำคัญ 4 ส่วนด้วยกันคือ ระบบควบคุมมอเตอร์ มอเตอร์ อุปกรณ์ส่งกำลัง (transmission หรือ coupling) และอุปกรณ์ที่ขับเคลื่อน (load) ดังแสดงในรูปที่ 5.4-1 ใช้พลังงานถึงร้อยละ 30 ของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในโลก การปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบมอเตอร์จึงเป็นมาตรการที่จะนำไปสู่การประหยัดพลังงานได้อย่างมีนัยสำคัญ

มอเตอร์ที่ใช้กันมาที่สุดในปัจจุบันคือ อินดักชั่นมอเตอร์ (Induction motor) หรือบางครั้งเรียกว่า Asynchronous motor มอเตอร์ชนิดนี้มีแทบทุกขนาด ยกเว้นขนาดใหญ่มาก

เทคโนโลยีมอเตอร์ใหม่ มอเตอร์ชนิดใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงมีอยู่ 5 ประเภทด้วยกัน คือ



รูปที่ 5.4-1 ระบบมอเตอร์ (Motor system)

มอเตอร์ใช้ตัวนำไฟฟ้ายิ่งยวด (Superconductor Motor) มอเตอร์ชนิดนี้เป็นมอเตอร์ซิงโครนัสกระแสสลับชนิดใหม่ ซึ่งใช้ขดลวด HTS (High Temperature Superconductor) แทนขดลวดทองแดง ขดลวด HTS สามารถสร้างสนามแม่เหล็กที่มีกำลังมากกว่าทองแดง เมื่ออุณหภูมิต่ำลงมากๆ การนำไฟฟ้าของขดลวด HTS จะไร้ความต้านทานทำให้สูญเสียน้อยมาก มอเตอร์ชนิดนี้จะทำงานในช่วง -173 ถึง –195°C โดยใช้ไนโตรเจนในการหล่อเย็น มอเตอร์ชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูง ขนาดกะทัดรัด ปลอดภัยเหมาะสำหรับใช้เป็นมอเตอร์มาตรฐานขนาดใหญ่ (1000-7000 แรงม้า) ใช้กับน้ำป้อนหม้อไอน้ำ พัดลมที่ต้องจ่ายลมแรง สายพานลำเลียง เครื่องเป่าลม ฯลฯ

มอเตอร์ใช้แม่เหล็กถาวร (Permanent magnet Motor) มอเตอร์ชนิดนี้ใช้แม่เหล็กถาวรหรือขดลวดสเตเตอร์ที่มี 3 ขด แทนขดลวดสเตเตอร์เดิม ซึ่งสามารถสร้างสนามแม่เหล็ก ทำให้โรเตอร์ที่เป็นแม่เหล็กถาวรหนึ่งตัวหรือมากกว่ามีการหมุน การหมุนเกิดขึ้นได้โดย การใช้การเปลี่ยนทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าในขดลวดสเตเตอร์ ทำให้เกิดการเปลี่ยนขั้วของสนามแม่เหล็ก ส่งผลให้โรเตอร์หมุน มอเตอร์ชนิดนี้เหมาะที่จะใช้กับพัดลมในระบบปรับอากาศ รวมถึงอุปกรณ์และเครื่องใช้ขนาดเล็ก พัดลมระบายอากาศ และพัดลมร้อน เตาเผา และปั๊มความร้อน ขนาดของมอเตอร์นี้อยู่ระหว่าง 60-600 แรงม้า

มอเตอร์ที่ใช้โรเตอร์ทำจากทองแดง (Copper-Rotor Motor) โรเตอร์ที่ทำจากทองแดงจะถูกนำไปแทนโรเตอร์อะลูมิเนียมที่ใช้ในมอเตอร์แบบกรงกระรอก เนื่องจากทองแดงมีความมั่นคงมากกว่าเมื่อมีการเปลี่ยนภาระ โดยเฉพาะที่มีความเร็วหรือความถี่ต่ำ และสามารถนำไฟฟ้าได้ดีกว่าอะลูมิเนียมร้อยละ 60 ทำให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น มอเตอร์ชนิดนี้มีการใช้งานมา 6-7 ปี มีปัญหาเรื่องการหล่อ เพราะ Mld ที่ใช้ต้องมีการเปลี่ยนบ่อย จึงต้องมีการค้นคว้าวิจัยเกี่ยวกับการหล่อมอเตอร์อยู่

มอเตอร์แบบ Switched Reluctance (SR) มอเตอร์แบบนี้มีโครงสร้างเหมือนกับอินดักชั่นมอเตอร์ แต่จะแตกต่างกันที่โรเตอร์ โดยโรเตอร์ของมอเตอร์แบบ SR ทำด้วยเหล็กธรรมดาไม่มีขดลวดพัน ไม่เป็นแม่เหล็กถาวรและไม่มีแปรงถ่าน สเตเตอร์ทำด้วยเหล็กมีขดลวดพันอยู่ต่อเป็นอันดับ (Sries) คู่กัน การเปลี่ยนกระแสระหว่างเฟสอื่นๆ ในขดลวดสเตเตอร์กับโรเตอร์จะช่วยให้สามารถปรับความเร็วรอบได้ง่าย แม่นยำ และมีประสิทธิภาพมาก มอเตอร์ชนิดนี้ส่วนมากใช้ในกรณีที่ต้องการความแน่นอน (RIiability) และแม่นยำสูง เช่น ระบบขับเคลื่อนในทางทหาร การผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับเครื่องบินไอพ่น มอเตอร์-ปั๊มสำหรับเครื่องบินไอพ่น เนื่องจากมีความแน่นอนสูง มอเตอร์ชนิดนี้จึงมีราคาค่อนข้างสูง

มอเตอร์แบบ Written Pole (WP) เป็นมอเตอร์เหนี่ยวนำที่มีการทำงานร่วมกันระหว่างเริ่มต้นทำงานและทำงานพร้อมกันที่ความเร็วสูงสุด ปัจจุบันใช้กันมากในมอเตอร์ 1 เฟส โดยมอเตอร์ 1 เฟสธรรมดาจะต้องมีอุปกรณ์ช่วยในการทำให้มอเตอร์เริ่มทำงานหรือหมุน แต่มอเตอร์แบบ (WP) สามารถเริ่มทำงานในขณะที่มีกระแสไฟฟ้าต่ำ ถึงแม้จะมีภาระหรือแรงเฉื่อยสูงอยู่ ดังนั้น จึงไม่จำเป็นต้องมีอุปกรณ์ปรับความถี่หรือแรงดันไฟฟ้าช่วยในการเริ่มต้นการทำงานของมอเตอร์ ส่งผลให้การใช้กระแสไฟฟ้าในขณะเริ่มทำงานของมอเตอร์ลดลง มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น มอเตอร์ชนิดนี้มีขนาดจำกัดอยู่ที่ 15-75 แรงม้า และปัจจุบันมอเตอร์ชนิดนี้ได้มีการนำไปใช้กับปั๊มน้ำชลประทาน มอเตอร์สายพาน ปั๊มน้ำ ฯลฯ

ทั้งนี้ ประมาณการราคา ประสิทธิภาพและระดับการพัฒนาเทคโนโลยีของมอเตอร์ประเภทต่าง ๆ ดังกล่าว แสดงในตารางที่ 5.4 – 2 ถึง 5.4-4

ตารางที่ 5.4-2 ประมาณการราคาของมอเตอร์แบบใหม่

ชนิดของมอเตอร์	ราคาปัจจุบันเทียบกับมอเตอร์ธรรมดา	ราคาปี 2025 เทียบกับมอเตอร์ธรรมดา	ค่าบำรุงรักษา & ค่าดำเนินการ	ระยะเวลาคืนทุน 2025
Superconductor	สูงกว่า	ต่ำกว่า	ต่ำกว่า	ต่ำกว่า 1 ปี
Permanent magnet	เท่ากัน	เท่ากัน	ต่ำกว่า	1-3 ปี
Copper rotor	สูงกว่า	ต่ำกว่า	ต่ำกว่า	ต่ำกว่า 1 ปี
Written Pole	สูงกว่า 60%	สูงกว่า 30%	ต่ำกว่า	
Switched reluctance	สูงกว่า 50%	สูงกว่า 25%	ยังไม่ชัดเจน	

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives, 2006

ตารางที่ 5.4-3 ประมาณการประสิทธิภาพของมอเตอร์ชนิดใหม่

ชนิดของมอเตอร์	การประหยัดพลังงาน	ข้อสังเกต
Superconductor	2-10%	ประสิทธิภาพสูงที่ partial load
Copper rotor	1-3%	มีรายงานว่าประหยัดพลังงานสูงถึง 5%
Switched reluctance motor	3%	
Permanent magnet	5-10%	
Written Pole	3-4%	

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives , 2006

ตารางที่ 5.4-4 พัฒนาการของเทคโนโลยีระบบมอเตอร์

	2003-2015	2015-2030	2030-2050
ระดับของเทคโนโลยี	R&D, Demonstration, Commercial	Demonstration, Commercial	Commercial
Internal rate of return	20-40%	30-50%	60%
การประหยัดพลังงาน	ต่ำกว่า 20%	10-20%	15-20%

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives, 2006

มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง (High Efficiency Motors หรือ HEMs)

ประสิทธิภาพของมอเตอร์เพิ่มขึ้นได้จากการปรับปรุงคุณภาพของมอเตอร์ดังต่อไปนี้

- ลดการสูญเสียจากการพันขดลวด (windings)
- ใช้เหล็กที่มีคุณภาพในการทำแม่เหล็ก
- ปรับปรุงด้าน aerodynamics ของมอเตอร์
- ปรับปรุง tolerances ในชิ้นส่วนที่ใช้ประกอบเป็นมอเตอร์

มอเตอร์ที่ได้รับการปรับปรุงคุณภาพแล้วถือว่าเป็นมอเตอร์ประสิทธิภาพสูง กล่าวคือระหว่าง 85-95% ซึ่งสูงกว่ามอเตอร์ธรรมดา 3% โดยเฉลี่ย แต่เนื่องจากมอเตอร์ส่วนใหญ่ถูกใช้งานมาก (เกินปีละ 4000 ชั่วโมง) ทำให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้ามากเมื่อใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงมักจะมีราคาสูงกว่ามอเตอร์ธรรมดาประมาณ 20% แต่การลงทุนในมอเตอร์ประสิทธิภาพสูงในแทบทุกกรณีจะคืนทุนภายใน 3 ปี นอกจากนี้การซ่อมแซมมอเตอร์โดยการพันใหม่จะทำให้เกิดการลดลงของประสิทธิภาพประมาณ 1.5% ดังนั้นการลงทุนซื้อมอเตอร์ประสิทธิภาพสูงแทนที่จะซ่อมแซมมอเตอร์เก่าเป็นสิ่งที่ควรทำมากกว่า การส่งเสริมให้มีการใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงเพื่อประหยัดพลังงานทำได้ไม่ง่ายนักเนื่องจากอุตสาหกรรมโดยทั่วไปให้ความสำคัญกับการผลิตมากกว่าประสิทธิภาพการใช้พลังงาน แม้กระทั่ง

ในยุโรป ซึ่งยังมีการใช้มอเตอร์ที่มีประสิทธิภาพต่ำกว่ามาตรฐานอยู่กว่า 90% ในขณะที่ 70% ของมอเตอร์ที่ใช้ในสหรัฐอเมริกาเป็นมอเตอร์ประสิทธิภาพสูง สำหรับประเทศไทยยังมีการใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงน้อยมาก นอกจากนี้มอเตอร์ที่ใช้ในประเทศไทยจำนวนมากยังเป็นมอเตอร์ที่ทำเองในประเทศ ซึ่งยังไม่มีการศึกษาประสิทธิภาพของมอเตอร์ที่ใช้ในประเทศอย่างเป็นระบบ

การปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบมอเตอร์ (Motor system) จากการศึกษาพบว่า ภาคอุตสาหกรรมสามารถประหยัดพลังงานได้มากด้วยการวิเคราะห์และ Optimize ระบบมอเตอร์ ประสบการณ์ทั่วโลกชี้ให้เห็นว่าอุตสาหกรรมสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลง 15-20% ด้วยการลงทุนที่คุ้มทุน (Cost effective) มาตรการการเพิ่มประสิทธิภาพระบบมอเตอร์มีดังต่อไปนี้

- การกำหนดขนาดของมอเตอร์ให้เหมาะสมกับภาระงานที่จะต้องถูกขับเคลื่อน
- การจัดให้มีระบบควบคุมให้มอเตอร์ทำงานสนองตอบภาระงานที่ต้องเปลี่ยนแปลงและระบบปรับความเร็วของมอเตอร์ (Adjustable speed drives หรือ ASDs)
- การใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง
- การใช้ระบบส่งกำลัง (Transmittion system) ที่มีประสิทธิภาพสูง
- การออกแบบอุปกรณ์ที่จะถูกขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ใหม่
- การลดภาระงานที่ไม่จำเป็นของมอเตอร์ลง เช่น การติดตั้ง Blower แทนการใช้อากาศอัด (Compressed air)
- ปรับปรุงการบำรุงรักษา
- ลดการสูญเสียพลังงานของระบบ

การปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบมอเตอร์ทั้งระบบยังไม่ได้รับความสนใจเท่าที่ควรในประเทศต่างๆ เนื่องจากการขาดมาตรฐานและนโยบายที่จะกระตุ้นให้บริษัทบูรณาการการประหยัดพลังงานเข้ากับระบบบริหารจัดการ สำหรับสหรัฐอเมริกาและแคนาดาซึ่งรัฐบาลมีโครงการประหยัดพลังงานอยู่แล้ว การใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงได้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

(2) เครื่องอัดอากาศ (compressor) / ปั๊ม (Pmp) / พัดลม (Fan)

สถานภาพทั่วไป เครื่องอัดอากาศ ปั๊ม และพัดลมเป็นอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่สำคัญ อุปกรณ์ทั้ง 3 ประเภทนี้ใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่าครึ่งหนึ่งที่มอเตอร์ใช้ทั้งหมด โดยเครื่องอัดอากาศใช้พลังงานไฟฟ้า 15-30% ปั๊มใช้ 20-25% และพัดลมใช้ 13-14% ของพลังงานไฟฟ้า

ที่ใช้โดยมอเตอร์ นอกจากนี้ยังมีรายงานว่าเครื่องอัดอากาศใช้พลังงานไฟฟ้า 13% ของไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรมทั้งหมด

ปัญหาที่สำคัญของอุปกรณ์ทั้ง 3 ประเภทนี้ก็คือ การถูกออกแบบให้มีขนาดใหญ่เกินความจำเป็น ใช้มอเตอร์ที่ใหญ่เกินไปโดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับผู้ใช้พลังงานขนาดเล็กและขนาดกลาง ดังนั้นระบบทำงานที่ภาระงานน้อยกว่าภาระงานที่ทำให้ระบบมีประสิทธิภาพสูงสุดมาก และทำให้เกิดการสูญเสียประสิทธิภาพการใช้พลังงานมาก มีรายงานว่าปั๊มที่ใช้ในอุตสาหกรรมมีประสิทธิภาพระหว่าง 40-90% ขึ้นอยู่กับประเภทและที่ใช้

สำหรับประเทศไทยเป็นที่น่าสังเกตว่ามีการใช้เครื่องอัดอากาศ ปั๊มและพัดลมที่ผลิตในประเทศเป็นจำนวนมาก โดยในการออกแบบระบบเหล่านี้ในบางกรณีไม่ได้ใช้หลักการทาง Turbomachine ซึ่งอาจทำให้ประสิทธิภาพของอุปกรณ์เหล่านี้ไม่สูงเท่าอุปกรณ์ที่ผลิตจากต่างประเทศ

การปรับปรุงประสิทธิภาพเชิงพลังงาน

- <u>เครื่องอัดอากาศ</u> เทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาขึ้นใหม่เพื่อใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพของเครื่องอัดอากาศ คือ Advanced compressor control ซึ่งควบคุมให้เครื่องอัดอากาศทำงานสอดคล้องกัน และทำงานให้ใกล้จุดที่มีประสิทธิภาพสูงสุด และเครื่องอัดอากาศที่มีอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบของมอเตอร์ (Variable Frequency Drive หรือ VFD) ซึ่งสามารถทำงานด้วยความเร็วรอบต่ำ (ความถี่ต่ำ) แทนที่จะต้องหมุนที่ความเร็วรอบสูงทันทีเช่นกรณีของเครื่องอัดไอทั่วไปซึ่งสามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้สูงถึง 35% นอกจากนี้ยังมีมาตรการทางเทคนิคที่สามารถเพิ่มประสิทธิภาพของเครื่องอัดอากาศอีกหลายกรณีซึ่งรวมถึงการเลือกใช้ประเภทของเครื่องอัดไอ การปรับปรุงเทคโนโลยีของการอัดไอโดยใช้ Multi-stage compressor และการปรับปรุงคุณภาพของอากาศที่จะอัด จากการศึกษาพบว่า ค่าใช้จ่ายพลังงานของโรงงานประมาณ 70% เป็นค่าพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น เมื่อมีการเลือกใช้เครื่องอัดอากาศชนิดที่มีอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบของมอเตอร์ จะสามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ถึง 35% และมีระยะเวลาคืนทุนน้อยกว่า 5 เดือนในสหรัฐ และ 8 เดือนในประเทศไทย
- <u>ปั๊ม</u> การออกแบบปั๊มให้มีประสิทธิภาพสูงต้องใช้ทฤษฎีด้าน Turbomachinery ปัจจัยที่มีความสำคัญต่อการเพิ่มประสิทธิภาพของปั๊มคือ การออกแบบทางเข้าปั๊ม อัตราการไหลของของเหลว การออกแบบใบพัด (Impeller) ของปั๊ม สมบัติของของเหลวและการกำหนดความเร็วรอบของมอเตอร์ที่ใช้
- <u>พัดลม</u> พัดลมมีทั้งแบบ Axial และแบบ Centrifugal พัดลมที่ใช้ในอุตสาหกรรมมีขนาดตั้งแต่เล็กมาก ในกรณีที่ใช้ระบายอากาศของอุปกรณ์อิเลคทรอนิกส์ จนถึงพัดลมขนาดใหญ่มากที่ใช้ในโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า

การปรับปรุงประสิทธิภาพของพัดลมนั้นนอกจากใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงและการติดตั้งอุปกรณ์ปรับความเร็วรอบ (VFD) แล้ว ยังสามารถใช้มาตรการด้านเทคนิคต่างๆ ซึ่งรวมถึงการออกแบบใบพัด (Blade) และ Casing shape และการกำหนดระบบควบคุมที่จะควบคุมความเร็วรอบและพื้นที่หน้าตัดที่อากาศจะเคลื่อนเข้าพัดลม (Cross-section)

(3) หม้อไอน้ำ (Boiler)

สถานภาพทั่วไป หม้อไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญมากที่สุดชนิดหนึ่งและมีการใช้กันกว้างขวางในอุตสาหกรรม หม้อไอน้ำผลิตไอน้ำซึ่งนำไปใช้ประโยชน์ทั้งความร้อนและพลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำที่ใช้ในอุตสาหกรรมสามารถที่จะปรับปรุงได้โดยมาตรการที่ไม่ซับซ้อนและไม่ต้องลงทุนมาก นอกจากนี้การใช้ไอน้ำจากหม้อไอน้ำในสัดส่วนที่สูงเป็นการใช้เพื่อให้พลังงานความร้อนที่อุณหภูมิต่ำ ซึ่งทำให้มาตรการประหยัดพลังงานไม่ซับซ้อน ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำในประเทศกำลังพัฒนาโดยเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 65% สำหรับประเทศไทยนั้นใช้หม้อไอน้ำทั้งที่นำเข้าและผลิตขึ้นเองภายในประเทศ (หม้อไอน้ำขนาดกลางและความดันระดับปานกลาง (ความดันไม่เกิน 40 บาร์)) ปัจจุบันยังไม่มีการกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพหม้อไอน้ำในประเทศไทย

ประสบการณ์ในการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรมได้แสดงว่าด้วยมาตรการทางเทคนิคที่ไม่ซับซ้อนมากนักมีความเป็นไปได้ที่จะประหยัดพลังงานของระบบหม้อไอน้ำได้ 10% ถึง 20%

มาตรการประหยัดพลังงานในระบบหม้อไอน้ำ กระทรวงพลังงานสหรัฐอเมริกา (US DOE, 2002) ได้ให้รายการมาตรการประหยัดพลังงานของระบบไอน้ำดังต่อไปนี้ พร้อมทั้งศักยภาพของแต่ละมาตรการ ดังตารางที่ 5.4 – 5

- ตรวจและซ่อม Steam traps
- หุ้มฉนวนหม้อไอน้ำ และน้ำร้อน
- นำความร้อนจากไอเสียมาใช้อุ่นน้ำก่อนเข้าหม้อไอน้ำ
- ลดปริมาณอากาศส่วนเกิน (Excess air) ของกระบวนการเผาไหม้
- ทำความสะอาดผิวที่ใช้ในการถ่ายเทความร้อน
- จัดส่ง Condensate กลับคืนหม้อไอน้ำ
- ลดการ Blowdown ของหม้อไอน้ำให้เหลือน้อยที่สุด และนำความร้อนจากการ Blowdown ของหม้อไอน้ำกลับมาใช้
- ใช้กระบวนการ Vapour recompression เพื่อนำไอน้ำความดันต่ำกลับมาใช้

- ใช้กระบวนการ Flash high-pressure condensate ในการผลิตไอน้ำความดันต่ำ
- ใช้อุปกรณ์ Vent condenser ในการนำพลังงานจาก Flash steam กลับมาใช้
- ลดการสูญเสียพลังงานในกระบวนการ Boiler short-cycling ให้ต่ำสุด
- ติดตั้งฉนวนความร้อนที่ Valves และ Fittings

ตารางที่ 5.4-5 ศักยภาพของมาตรการประหยัดพลังงานของระบบหม้อไอน้ำ

	Typical saving (%)	Typical investment (USD/GJ steam)	Use in OECD countries (%)	Use in non-OECD (%)
Steam traps	5%	1	50%	25%
Insulation pipelines	5%	1	75%	25%
Feedwater economisers	5%	10	75%	50%
Reduced excess air	2%	5	100%	50%
Heat transfer	1-2%	-	75%	50%
Return condensate	10%	10	75%	50%
Improved blowdown	2-5%	20	25%	10%
Vapour recompression	0-20%	30	10%	0%
Flash condensate	0-10%	10	50%	25%
Vent condenser	1-5%	40	25%	10%
Minimise short cycling	0-5%	20	75%	50%
Insulate valves and fittings	1-3%	5	50%	25%

Source: US DOE, 2002 and IEA estimates.

Super Boiler คือ หม้อไอน้ำประสิทธิภาพสูงที่กำลังพัฒนาในสหรัฐโดยให้สูญเสียความร้อนน้อยที่สุด โดยดึงทั้ง Sensible heat และ Latent heat จาก Flue gas โดยใช้นวัตกรรมใหม่คือ Transport membrane condenser (TMC) และ Compact humidifying air heater (HAH) หม้อไอน้ำนี้จะใช้ Compact convective zones ที่ถ่ายเทความร้อนได้ดีมาก และ Stage / intercooled combustion system เพื่อลด Emissions ให้อยู่ในระดับต่ำมากที่สุด

เป้าหมายของสมรรถนะของ Super boiler รุ่นแรกได้วางไว้ดังนี้คือ

- ประสิทธิภาพรวม = 94%
- อุณหภูมิของไอเสีย (Stack temperature) = 150°F
- NOx emissions < 5 ppmv
- CO emissions < 5 ppmv

นอกจากนี้ super boiler รุ่นแรกจะมีประสิทธิภาพในการผลิตไอน้ำสูงกว่าหม้อไอน้ำธรรมดาถึง 25%

(4) เครื่องผลิตน้ำเย็น (Chiller)

สถานภาพทั่วไป เครื่องผลิตน้ำเย็น (Chiller) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้กันอย่างกว้างขวางในภาคอุตสาหกรรม เพื่อผลิตน้ำเย็นสำหรับใช้ในกระบวนการผลิตและกระบวนการปรับอากาศในโรงงาน จึงได้มีความพยายามที่จะปรับปรุงประสิทธิภาพเชิงพลังงานของเครื่องผลิตน้ำเย็นให้สูงขึ้นเพื่อให้มีการใช้พลังงานลดลง สำหรับประเทศไทยโดยทั่วไปแล้วเครื่องผลิตน้ำเย็นใช้พลังงานไฟฟ้าประมาณ 7% ของไฟฟ้าที่ใช้ในโรงงานทั้งหมด ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับประเภท ราคา การบำรุงรักษาและขนาดของเครื่องผลิตน้ำเย็นแสดงไว้ในตารางที่ 5.4-6 และประสิทธิภาพของเครื่องผลิตน้ำเย็นชนิดต่างๆ แสดงไว้ในตารางที่ 5.4-7

ตารางที่ 5.4-6 ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับเครื่องผลิตน้ำเย็น

	Centrifugal	**Reciprocating**	**Rotary**	**Absorption**
Description	Variable-volume compression using centrifugal force	Piston-type compression, suitable for small and variable loads	Positive displacement compression using two machined rotors	Uses heat in the cycle instead of mechanical compression
Initial cost (per Ton'of cooling)	$ 500-700	$450-$600	$500-$800	$1,000-$1,400
Maintenance cost	Medium	Higher	Lower	Lower
Appropriate size (Tons of cooling)	90-1000	3-100	20-200	100-5000
Space requirements, noise, vibration	Small, high-pitched noise, no vibration	Large, high noise and vibration	Small, quiet, no vibration	Large, low noise and vibration
[1] One Ton of cooling = 12000 Btu/hr or 3.5 kW of cooling output.				

แหล่งข้อมูล : Energy Innovators Innitiation Technical Fact Sheet on Chiller System, Natural Resources Canada, 2002

ตารางที่ 5.4-7 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพเครื่องผลิตน้ำเย็นชนิดต่างๆ

	Reciprocating (kW/tons[2])	**Centrifugal** (kW/ton)	**Rotary** (kW/ton)	**Absorption**[3] (kW/ton)
Full load	0.84 -1.00	0.48 – 0.65	0.70 – 0.80	3.2 – 5.6

	Reciprocating (kW/tons[2])	Centrifugal (kW/ton)	Rotary (kW/ton)	Absorption[3] (kW/ton)
Part load	0.84 – 1.00	0.55 – 1.00	0.75 – 0.90	Slightly higher than full load

[2] A lower number indicates a more efficient chiller

[3] Because the input energy is not electricity, the units are converted to kW of heat energy demand.

แหล่งข้อมูล (ตาราง 5.4-6 และ 5.4-7) :Energy Innovators Innitiative Technical Fact Sheet, Natural Resources Canada, 2002

การเพิ่มประสิทธิภาพของเครื่องผลิตน้ำเย็น ปริมาณที่ใช้ในการกำหนดประสิทธิภาพของเครื่องผลิตน้ำเย็นคือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อตันของความเย็นที่ผลิต (kW/ton) ASHRAE (American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers) ได้กำหนดประสิทธิภาพมาตรฐานสำหรับเครื่องผลิตน้ำเย็นและ FEMP (Federal Energy Management Program) ได้กำหนดค่าประสิทธิภาพมาตรฐานที่สูงกว่าของ ASHRAE ดังแสดงในตารางที่ 5.4-8

ตารางที่ 5.4-8 ประสิทธิภาพของเครื่องผลิตน้ำเย็นที่กำหนดโดย ASHRAE และ FEMP

ขนาดของ chiller	ASHRAE (kW/ton)		FEMP (kW/ton)	
	Full load	IPLV	Full load	IPLV
150 – 300 tons	0.84	0.78	0.59	0.52
มากกว่า 300 tons	0.68	0.66	0.56	0.44

แหล่งข้อมูล : Washington State University Cooperative Extension Energy Program. WSUCEEP00 -138

Note: IPLV = Integrated part load value

ในสหรัฐการลงทุนในการติดตั้งเครื่องผลิตน้ำเย็นประสิทธิภาพสูงซึ่งใช้งานปีละ 4000 ชั่วโมง จะคืนทุน (Simple payback) ประมาณ 1.6 ปี

เครื่องทำน้ำเย็นประสิทธิภาพสูง เครื่องทำน้ำเย็นประสิทธิภาพสูงใช้เครื่องอัด (Compressor) ชนิดใหม่ซึ่งเป็นเครื่องอัดไอชนิดไร้แรงเสียดทาน เครื่องอัดไอชนิดนี้ใช้ชุดแบริ่งแม่เหล็ก (Magnetic Bearing) เครื่องอัดไอแบบใหม่นี้ประกอบด้วยส่วนประกอบหลักคือ ชุดแบริ่งแม่เหล็ก และระบบควบคุม จากการนำ Magnetic Bearing Compressor ไปใช้กับชุดเครื่องทำความเย็นขนาด 150 ตัน และทดสอบตามมาตรฐาน American Refrigeration Institute จะมีประสิทธิภาพสูงถึง 0.629 kW/ton (COP = 5.6) ที่ภาระความเย็นสูงสุด (Full load) และ 0.375 kW/ton (COP = 9.4) ที่ภาระความเย็น 60% ทั้งนี้สถานภาพโดยสรุปของเทคโนโลยีพื้นฐานที่มีประสิทธิภาพสูงแสดงดังตารางที่ 5.4 – 9

ตารางที่ 5.4-9 สรุปสถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีพื้นฐาน (Cross-cutting technologies) ที่มีประสิทธิภาพสูง

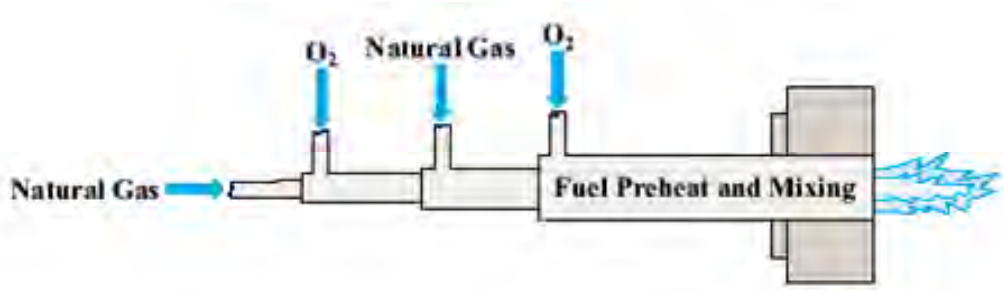
ประเภทของเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
มอเตอร์		
1. มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง	ใช้กันอย่างแพร่หลาย โดยเฉพาะอย่างยิ่งในสหรัฐ	มีใช้ในประเทศ แต่อาจยังไม่แพร่หลายเท่าที่ควร
เครื่องอัดอากาศ		
1. Advanced compressor controls	มีใช้อยู่บ้าง	มีใช้ในประเทศ แต่อาจยังไม่แพร่หลายเท่าที่ควร
2. Variable frequency drive : VFD	มีใช้กันอย่างแพร่หลาย	มีใช้ในประเทศ
เครื่องทำน้ำเย็น		
1. Magnetic-bearing compressor	มีใช้อยู่บ้าง	ยังไม่มีการใช้
หม้อไอน้ำ		
1. New rotary burner	มีใช้อยู่บ้าง	ยังไม่มีการใช้
2. Super boiler	ยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยพัฒนา	ยังไม่มีการใช้

5.4.1.3 เทคโนโลยีสำคัญสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของอุตสาหกรรมของประเทศไทย

(1) อุตสาหกรรมอโลหะ : อุตสาหกรรมอโลหะที่สำคัญของประเทศไทยคือ อุตสาหกรรมซีเมนต์ อุตสาหกรรมกระเบื้อง (Ceramic) และอุตสาหกรรมแก้ว (Glass & glass byproducts) เทคโนโลยีที่มีความสำคัญในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของอุตสาหกรรมเหล่านี้มีดังต่อไปนี้

หัวเผาประสิทธิภาพสูง (High Efficiency/Low NO_x Burner) ปัจจุบันหัวเผาก๊าซ (Gas burner) และหัวเผาเชื้อเพลิงเหลว (Oil burner) ให้ความสว่างของเปลวไฟต่ำหรืออุณหภูมิและการกระจายฟลักซ์ความร้อนไม่สม่ำเสมอ ซึ่งทำให้เกิด Hot spots ขึ้นในเตา และส่งผลกระทบต่อคุณภาพของผลิตภัณฑ์ที่เผา

การเพิ่มประสิทธิภาพของหัวเผาทำได้โดยการให้ความร้อนแก่เชื้อเพลิง (Fuel Preheating) และใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ในการเผาไหม้ตลอดจนการใช้เขม่าในเปลวไฟทำให้เปลวไฟมีความสว่างมากขึ้น และทำให้การแผ่รังสีความร้อนจากเปลวไฟมีค่าสูงขึ้น หัวเผาแบบใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์และมีระบบให้ความร้อนอื่นแก่เชื้อเพลิงดังแสดงในรูปที่ 5.4-2 เรียกว่าแบบ High Eficiency Low-NOx หรือ HELN สามารถลดก๊าซ NOx ได้ถึงร้อยละ 50 ในการหลอมแก้ว และมีประสิทธิภาพทางความร้อนสูงขึ้นมากกว่าเดิมที่ใช้อยู่ร้อยละ 20



รูปที่ 5.4-2 หลักการทำงานของหัวเผาแบบใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์และระบบให้ความร้อนแก่เชื้อเพลิง

ปัจจุบันหัวเผาแบบใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ (Oxy – fuel buiner) ได้มีการนำไปประยุกต์ใช้ในหลายอุตสาหกรรม เช่น อุตสาหกรรมแก้ว อุตสาหกรรมเซรามิก และอุตสาหกรรมเหล็ก

Glass Recycling เศษแก้วสามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้เพื่อใช้ทำบรรจุภัณฑ์แก้วและเซรามิก ในสหรัฐใช้เศษแก้วร้อยละ70 ในการผลิตบรรจุภัณฑ์แก้ว ในขณะที่ในยุโรปกระบวนการผลิตบรรจุภัณฑ์แก้วจะใช้เศษแก้วร้อยละ 80 ในการผลิต ในการหลอมแก้วจะต้องใช้อุณหภูมิถึง 1550 ˚C การลดการใช้พลังงานลงสามารถทำได้โดยการใช้ก๊าซไอเสียร้อน(Flue gas) จากการเผาไหม้ที่ออกจากเตาหลอมไปอุ่น (Preheat) เศษแก้ว ทำให้อุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นถึง 300 – 540 ˚C

สำหรับศักยภาพในการประหยัดเชื้อเพลิงนั้นจะลดพลังงานลงได้ 2.5% ทุกๆ เศษแก้วที่เพิ่มขึ้น 10% อุตสาหกรรมแก้วมีโรงงานอยู่ประมาณ 150 โรงงาน เป็นโรงงานขนาดเล็ก (การจ้างงานต่ำกว่า 50 คน) 50% โรงงานขนาดกลาง (การจ้างงาน 51-200 คน) 25% และโรงงานขนาดใหญ่ (การจ้างงานมากกว่า 500 คน) 25% โรงงานแก้วทั้งหมดให้ผลผลิตประมาณ 400 ตันผลิตภัณฑ์/วัน (ประมาณ 1.3 ล้านตันผลิตภัณฑ์/ปี) และได้เริ่มมีการนำเศษแก้วมาใช้เพื่อลดการใช้พลังงานแล้ว

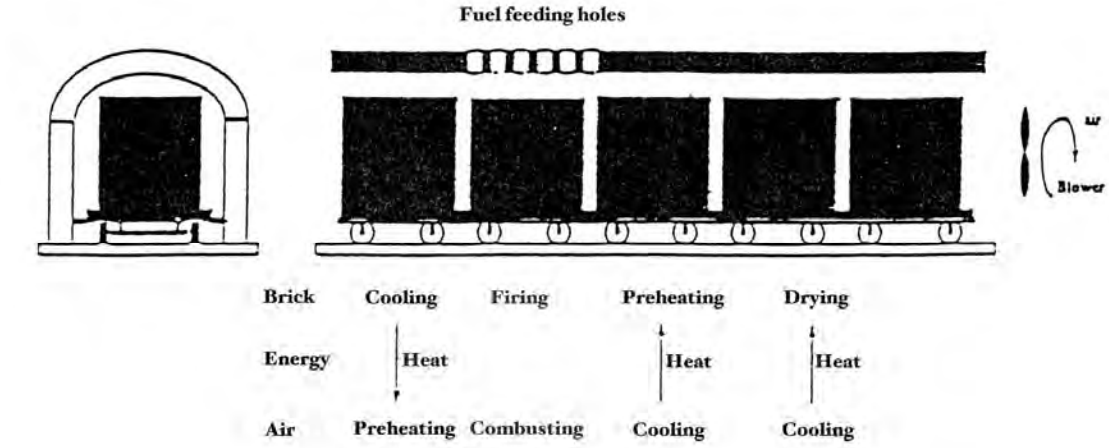
เศษแก้วสามารถนำมาผลิตเซรามิก ซึ่งทำให้ลดการใช้พลังงานในกระบวนผลิตลงได้มาก เนื่องจากการผลิตเซรามิก วัตถุดิบต้องมีการเผาที่อุณหภูมิสูงถึง 1,200 ˚C ในขณะที่การเผาเศษแก้วให้เป็นเซรามิกใช้อุณหภูมิเพียง 760 ˚C ซึ่งจะช่วยประหยัดพลังงานได้ถึง 50%

เทคโนโลยีการเผาเซรามิกและอิฐประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูง อุตสาหกรรมการผลิตเซรามิกและอิฐในประเทศโดยมากเป็นอุตสาหกรรมขนาดเล็กและขนาดย่อม (SMEs) ซึ่งยังใช้เตาเผาแบบเผาเป็นครั้งๆ หรือ Intermittent kiln ซึ่งเป็นกระบวนการที่ใช้พลังงานสูง เนื่องจากพลังงานความร้อนปริมาณมากถูกใช้ในการให้ความร้อนแก่ผนังเตา ซึ่งไม่เกิดประโยชน์แต่ประการใด เพราะความร้อนทั้งหมดต้องสูญเสียแก่บรรยากาศเมื่อเผาเสร็จ นอกจากนี้การสูญเสียความร้อนจากผนังเตาระหว่างการเผายังมีค่อนข้างสูง และใช้เวลาในการเผาค่อนข้าง

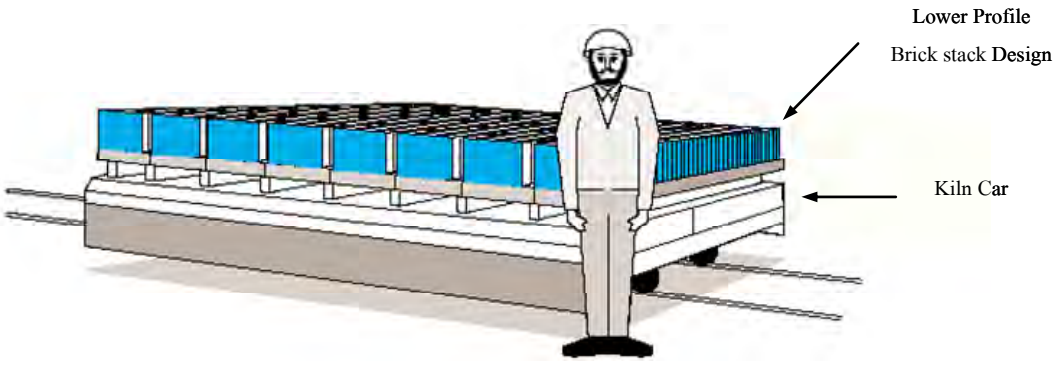
นาน ปัญหาของอุตสาหกรรมเซรามิกของไทยที่สำคัญเท่าที่ผ่านมาก็คือ ใช้พลังงานค่อนข้างมากทำให้ค่าใช้จ่ายในส่วนของพลังงานค่อนข้างสูง

ประสิทธิภาพเชิงพลังงานสามารถทำให้สูงขึ้นได้โดยใช้กระบวนการเผาแบบต่อเนื่องเพื่อไม่ให้เกิดการสูญเสียความร้อนในการทำให้ผนังเตาร้อนขึ้นและเย็นลง

- <u>เทคโนโลยีเตาเผาแบบอุโมงค์</u> (Tunnel kiln) เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาขึ้นเพื่อให้เกิดการเผาอย่างต่อเนื่อง เตาเผาแบบอุโมงค์เป็นกระบวนการเผาแบบต่อเนื่องโดยให้ชิ้นงานเคลื่อนที่ผ่านอุโมงค์ ซึ่งมีพัดลมดูดก๊าซให้เคลื่อนที่สัมผัสกับอิฐดังแสดงในรูปที่ 5.4-3 และ 5.4-4



รูปที่ 5.4-3 เตาอุโมงค์ (Tunnel kiln)



รูปที่ 5.4-4 การจัดวางชิ้นงาน/อิฐบนรถเข็นเพื่อเผาในเตาอุโมงค์

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้พลังงาน ชิ้นงาน/อิฐใหม่จะถูกจัดให้สัมผัสกับก๊าซร้อนที่อุณหภูมิต่ำก่อนเพื่ออุ่นและไล่ความชื้นออก แล้วจึงค่อย ๆ เลื่อนไปสัมผัสกับก๊าซร้อนอุณหภูมิสูงขึ้นจนถึงโซนสูงสุด อิฐร้อนที่ออกจากเตาอุโมงค์แบบนี้จะใช้พลังงานเพียง 50% ของเตาแบบ Intermittent ในการเผาอิฐจำนวนเท่ากัน

ประสิทธิภาพของเตาแบบอุโมงค์สามารถจะทำให้สูงขึ้นได้ด้วยการใช้วัสดุที่ดูดกลืนความร้อนต่ำ เช่น เส้นใยเซรามิก (Ceramic fiber) ในการทำผนังเพื่อให้สามารถใช้ประโยชน์จากความร้อนจากเชื้อเพลิงได้มากขึ้น นอกจากนี้ประสิทธิภาพของเตาอาจเพิ่มให้สูงขึ้นได้อีกจากการใช้หัวเผาเปลวไฟความเร็วสูง

- <u>เทคโนโลยีเตาอุโมงค์ที่มีมวลเชิงอุณหภาพต่ำ</u> (Low Thermal Mass Tunnel kiln) ประสิทธิภาพของเตาอุโมงค์สามารถปรับปรุงให้สูงขึ้นได้โดยการใช้ Ceramic-fiber insulation แทนอิฐในการสร้างผนังของเตา นอกจากนี้ยังเรียงชิ้นงานเพียง 4-5 ชั้นบนรถบรรทุกแทนที่จะเรียงสูงถึง 5 ชั้นในเตาอุโมงค์แบบดั้งเดิมและยังใช้หัวเผาเป็นแบบ NOx ต่ำด้วย

เตาที่ใช้ Ceramic fiber ใช้เวลาเพียง 1 ชั่วโมงที่จะทำให้ร้อนขึ้นถึงอุณหภูมิที่ใช้งานได้ ในขณะที่เตาอุโมงค์ดั้งเดิมต้องใช้เวลาถึง 24 ชั่วโมง เนื่องจากผนังมีมวลเชิงอุณหภาพ (Thermal mass) ต่ำ ทำให้ผนังดูดซับความร้อนไว้น้อยและมีความร้อนมากขึ้นสำหรับทำให้ชิ้นงานร้อน การเรียงอิฐเพียง 4-5 ชั้น ทำให้ความร้อนเคลื่อนเข้าสู่ชิ้นงานได้มีประสิทธิภาพกว่าและการควบคุมกระบวนการทำได้ง่ายขึ้น เตาอุโมงค์นี้มีประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูงขึ้นมากโดยสามารถประหยัดก๊าซธรรมชาติได้ถึง 35% เมื่อเปรียบเทียบกับเตาอุโมงค์แบบเดิม

<u>High Efficiency Cement-kiln Technology</u>

สถานภาพทั่วไป โดยทั่วไปแล้วเทคโนโลยีที่ใช้ผลิตซีเมนต์ในประเทศกำลังพัฒนาจะเป็นเตาขนาดเล็ก ในขณะที่เตาผลิตซีเมนต์ในประเทศพัฒนาแล้วจะเป็นเตาขนาดใหญ่ที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าเตาขนาดเล็ก กระบวนการผลิตผง (Clinkers) พอตแลนด์ซีเมนต์เป็นกระบวนการแบบแห้ง (Dry process) ที่มีประสิทธิภาพ พลังงานสูง และกระบวนการนี้กำลังถูกนำมาใช้แทนกระบวนการแบบเปียก (Wet process)

ในสหภาพยุโรป การผลิตพอตแลนด์ซีเมนต์ต้องใช้พลังงาน 3.7 GW/ตัน ในขณะที่เตาเผาซีเมนต์แบบเปียกใช้พลังงาน 5.3-7.1 GW/ตันของซีเมนต์ วิธีหนึ่งที่จะปรับปรุงประสิทธิภาพของเตาแบบโรตารี่ (Rotary kilns) ก็คือการเพิ่มจำนวน preheaters โดยการเพิ่ม Cyclone preheat จาก 4 เป็น 6 เครื่อง จะนำไปสู่การลดเชื้อเพลิงให้เตาซีเมนต์ 10%

- <u>เตาเผาซีเมนต์แบบใหม่</u> (New Clinker Designs) ในปัจจุบันเตาโรตารี่แบบแห้ง (Dry rotary kiln) ที่ทันสมัยที่สุด มีประสิทธิภาพสูงมากพอสมควรอยู่แล้ว โดยใช้พลังงานประมาณ 3.0 GJ/ตัน อย่างไรก็ดีได้มีความพยายามที่จะพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ เช่น เทคโนโลยี fluidized bed แต่ก็ยังไม่ได้เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าเตาแบบโรตารี่มากนัก ดังนั้น เตาแบบโรตารี่ที่ได้รับการปรับปรุงแล้วจึงเป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสมต่อไปอีกหลายสิบปี ศักยภาพเชิงพลังงานของการใช้เทคโนโลยีเตาแบบโรตารี่แสดงไว้ในตารางที่ 5.4-10

ตารางที่ 5.4-10 ศักยภาพของการประหยัดพลังงานในการใช้เตาโรตารี่ในการผลิตซีเมนต์

	2003-2015	2015-2030	2030-2050
ระดับของเทคโนโลยี	Commercial	Commercial	Commercial
ราคาของเทคโนโลยี (US$/ตัน)	50 - 80	40 - 60	30 – 50
การประหยัดพลังงาน (%)	10 - 15	10 - 15	10 - 25

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives, 2006

- <u>การบดซีเมนต์อย่างมีประสิทธิภาพ</u>

การบดเป็นกระบวนการที่ใช้พลังงานมากที่สุดในการผลิตซีเมนต์ เทคโนโลยีการบดที่ทันสมัยที่สุดในปัจจุบันซึ่งใช้ลูกกลิ้ง (Roller process) และอุปกรณ์แยกประสิทธิภาพสูง (High-efficieccy classifiers) มีประสิทธิภาพสูงกว่าเทคโนโลยีที่ใช้อยู่เดิมมาก แต่เทคโนโลยีบดใหม่ที่ใช้อยู่ในปัจจุบันก็มีประสิทธิภาพเชิงพาณิชย์เพียง 5-10% เท่านั้น พลังงานที่เหลือสูญเสียเป็นความร้อนไปหมด

- <u>การใช้เชื้อเพลิงทดแทน</u>

จากการศึกษาพบว่า มีความเป็นไปได้ที่จะใช้วัสดุอื่นเป็นเชื้อเพลิงทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อลด Emission เชื้อเพลิงเหล่านี้รวมถึง ชีวมวล (เศษไม้และเปลือกไม้) ยางรถยนต์ พลาสติก สารเคมี และของเสียอื่นๆ อุตสาหกรรมซีเมนต์ในเบลเยี่ยม ฝรั่งเศส เยอรมันนี และสวิสเซอร์แลนด์ ใช้ของเสียเหล่านี้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ถึง 35 ถึง 70% บางโรงงานใช้ถึง 100% แต่การใช้เชื้อเพลิงทดแทนที่เป็นของเสียในสัดส่วนที่สูงต้องมีระบบตรวจสอบและปรับปรุงสมบัติเชื้อเพลิงทดแทนเหล่านี้ให้เหมาะสมก่อน ยกตัวอย่างการใช้ขยะต้องมีการปรับปรุงคุณสมบัติให้มีความสม่ำเสมอเสียก่อน และต้องมีความระมัดระวังในการควบคุม Emissions จากเตาเผาซีเมนต์

อุตสาหกรรมซีเมนต์ในสหรัฐใช้ยางรถยนต์ปีละ 56 ล้านเส้นเป็นเชื้อเพลิง จากการประมาณการพบว่าได้มีการใช้ชีวมวลและของเสียเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตซีเมนต์สูงถึง 112 PJ ถึง 34 PJ ตามลำดับ

- <u>การใช้วัสดุอื่นทดแทนผงซีเมนต์</u>

จากการศึกษาพบว่ามีความเป็นไปได้ที่จะใช้วัสดุอื่นทดแทนผงซีเมนต์ที่ได้จากการเผาหินปูน ซึ่งต้องใช้พลังงานมาก การทดแทนซีเมนต์ด้วยวัสดุอื่นนำไปสู่การประหยัดพลังงานในการผลิตซีเมนต์ในภาพรวม ตารางที่ 5.4-11 แสดงถึงการผสมวัสดุอื่นๆ ในซีเมนต์ชนิดต่างๆ

ตารางที่ 5.4-11 ส่วนผสมของซีเมนต์ชนิดต่างๆ

ชนิดของซีเมนต์	Portland Cement (%)	Portland fly-ash cement (%)	Blast-furnance cement (%)	Activated slag cement (%)
clinker	95	75	30	-
Fly ash	-	25	-	45
Blast-furnance slag	-	-	60	-
Synthetic slag	-	-	-	45
Water glass	-	-	-	10
Gypsum	5	-	5	-

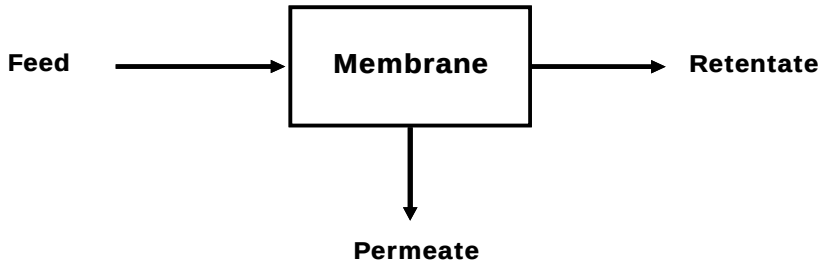
แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives 2006

ในอนาคตจะมีการพัฒนาซีเมนต์ชนิดใหม่ที่ไม่ใช้หินปูนเป็นวัตถุดิบที่สำคัญอีกต่อไป วัตถุดิบใหม่นี้เรียกว่า Geopolymers ซึ่งยังอยู่ในระหว่างการวิจัยและพัฒนา

(2) อุตสาหกรรมอาหารและเคมี

<u>เทคโนโลยีเมมเบรน</u> (Membrane Technology)

สถานภาพทั่วไป เทคโนโลยีเมมเบรนมีความสำคัญมากต่อการเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้พลังงานในอุตสาหกรรมอาหารและอุตสาหกรรมเคมี เมมเบรนใช้แยกสารหนึ่งชนิดหรือมากกว่าออกจากของเหลวหรือก๊าซ แทนกระบวนการแยกที่ต้องใช้พลังงานจำนวนมาก (Energy intensive separation processes) หลักการทำงานของเมมเบรนแสดงไว้ดังรูปที่ 5.4-5



รูปที่ 5.4-5 หลักการแยกของเทคโนโลยีเมมเบรน

เมมเบรนทำจากสารอินทรีย์หรืออนินทรีย์หรือทั้งสองประเภท (Hybrid) เมมเบรนที่ทำจากสารอินทรีย์ใช้กับกระบวนการที่มีอุณหภูมิต่ำกว่า 150 °C เมมเบรนที่ทำจากสารอนินทรีย์ใช้กับกระบวนการที่มีอุณหภูมิระหว่าง 500-800 °C และเมมเบรนที่ทำจากโลหะใช้ได้จนถึง 1000 °C สำหรับกระบวนการที่อุณหภูมิสูงกว่า 1000°C จะต้องใช้เมมเบรนที่ทำจากเซรามิก การทำงานของเมมเบรนนั้น สารป้อนเข้า (feed) จะถูกแยกเป็นส่วนที่ผ่านเมมเบรนไป คือ เปอร์มิเอท (Permeate) และส่วนที่ไม่สามารถผ่านเมมเบรนไปคือ รีเทนเทต (Retentate) แรงขับ (Driving force)

ที่ทำให้เกิดการโอนถ่ายของมวล ได้แก่ ความดัน ความเข้มข้น แรงดันไฟฟ้า สาเหตุสำคัญที่ทำให้การแยกโดยใช้เมมเบรน ใช้พลังงานต่ำก็คือ ไม่มีการเปลี่ยนสถานะ (Phase) ขณะแยกสาร

กระบวนการแยกสารโดยใช้เมมเบรนมีมากมาย เช่น ไมโครฟิลเตรชั่น (microfiltration หรือ MF) อัลตร้าฟิลเตรชั่น (Ultrafiltration หรือ UF) นาโนฟิลเตรชั่น (Nanofiltration หรือ NF) ออสโมซิสผันกลับ (Reverse osmosis หรือ RO) อิเล็กโตรไดอะไลซิส (Electrodialysis หรือ ED) และการแยกก๊าซ (Gas seperation) นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยีเมมเบรนใหม่ที่กำลังได้รับการพัฒนาและเข้าสู่การใช้ในอุตสาหกรรม เช่น ไมโครพอรัสเมมเบรนสำหรับแยกก๊าซ ไอออนเอ็กซ์เช็นจ์เมมเบรน (Ion-exchange membrane) โปรตอนเอ็กเช็นจ์เมมเบรนที่ใช้ในเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งเปลี่ยนพลังงานเคมีไปเป็นพลังงานไฟฟ้า เพอเวเปอร์เรชั่นเมมเบรน (Pervaporation membrane) สำหรับแยก Trace organics จากน้ำ เป็นต้น

สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีเมมเบรน เมมเบรนมีใช้กันอย่างกว้างขวางในอุตสาหกรรม ซึ่งรวมถึงอุตสาหกรรมยานยนต์ เครื่องดื่ม ยา เคมี ขนม อิเลคทรอนิกส์ ปุ๋ย อาหาร การกลั่นน้ำมัน การบำบัดน้ำเสีย การผลิตน้ำสะอาด การผลิตน้ำจืดจากน้ำทะเล

ในสหรัฐ ตลาดเมมเบรนซึ่งมีมูลค่ากว่า 1 พันล้านเหรียญในปี 1997 ได้รับการคาดการณ์ว่าเพิ่มเป็น 2.1 พันล้านเหรียญในปี 2006 และกว่า 3 พันล้านเหรียญในปี 2008 การใช้เมมเบรนกำลังขยายตัวไปสู่อุตสาหกรรมต่างๆ เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ได้มีการริเริ่มการวิจัยและพัฒนาเพื่อปรับปรุงสมรรถนะของเมมเบรน และพัฒนาเมมเบรนชนิดใหม่ ๆ

การใช้เมมเบรนในอุตสาหกรรมอาหาร ในอุตสาหกรรมอาหาร เมมเบรนจะถูกใช้ทำให้ผลิตภัณฑ์มีความเข้มข้นมากขึ้น แยกลำดับส่วนผลิตภัณฑ์ และทำให้ของเหลวบริสุทธิ์ขึ้น เมมเบรนที่ใช้ในอุตสาหกรรมอาหารมี 4 แบบ คือ MF, UF, NF และ RO การประยุกต์ใช้เมมเบรนในอุตสาหกรรมอาหารแสดงไว้ในตาราง 5.4-12

ตารางที่ 5.4-12 สรุปการนำเมมเบรนไปประยุกต์ใช้ในอุตสาหกรรมอาหาร

กลุ่ม	การนำไปประยุกต์ใช้	ประเภทเมมเบรนที่ใช้
นม	เพิ่มความเข้มข้นของหางนม	RO
	เพิ่มความเข้มข้นของนม	RO
	ใช้ในระบบบำบัดของเสีย	UF
	เพิ่มความเข้มข้นของโปรตีนไข่	UF
เครื่องดื่ม	กำจัดสีออกจากไวน์	UF
	กำจัดแอลกอฮอล์จากเบียร์และไวน์	RO
	ใช้ในระบบบำบัดน้ำเสีย	RO
	ใช้ในการ Pre-treatment น้ำ	RO

กลุ่ม	การนำไปประยุกต์ใช้	ประเภทเมมเบรนที่ใช้
ไขมันและน้ำมัน	ใช้ในการบำบัดน้ำเสีย	RO
น้ำตาล	เพิ่มความเข้มข้นของไซรัป (Syrup) ใช้ในการเก็บกลับน้ำตาลที่ติดไปกลับน้ำทิ้งกลับมา	UF UF/RO
ผักและผลไม้	เพิ่มความเข้มข้นของน้ำมะเขือเทศ เพิ่มความเข้มข้นของน้ำผลไม้ เพิ่มความเข้มข้นของรสชาดและกลิ่นของน้ำผลไม้ ใช้ในระบบบำบัดน้ำเสีย	RO/UF RO/UF UF/RO RO

สำหรับศักยภาพในการประหยัดพลังงานนั้น มีรายงานจากอุตสาหกรรมเครื่องดื่มในประเทศแคนาดาว่า การผลิตน้ำแอปเปิ้ลเข้มข้นโดยใช้ UF และ RO ร่วมกันสามารถประหยัดพลังงานได้ถึง 66% เมื่อเปรียบเทียบกับกระบวนการระเหย นอกจากนี้ยังมีรายงานจากภาคอุตสาหกรรมน้ำมันมะกอกในแคนาดาด้วยว่า การใช้ UF และ RO บำบัดน้ำเสียสามารถลดค่าใช้จ่ายทางพลังงานลงได้กว่า 30% เมื่อเทียบกับวิธีการชีวภาพ

สำหรับการใช้เทคโนโลยีเมมเบรนในอุตสาหกรรมอาหารในสหรัฐอเมริกานั้น จากการศึกษาพบว่า การลงทุนจะคืนทุน (Simple payback) ภายใน 2.2 ปี และการลงทุนในการบำบัดน้ำเสียด้วยเมมเบรนจะคืนทุนภายใน 4.7 ปี

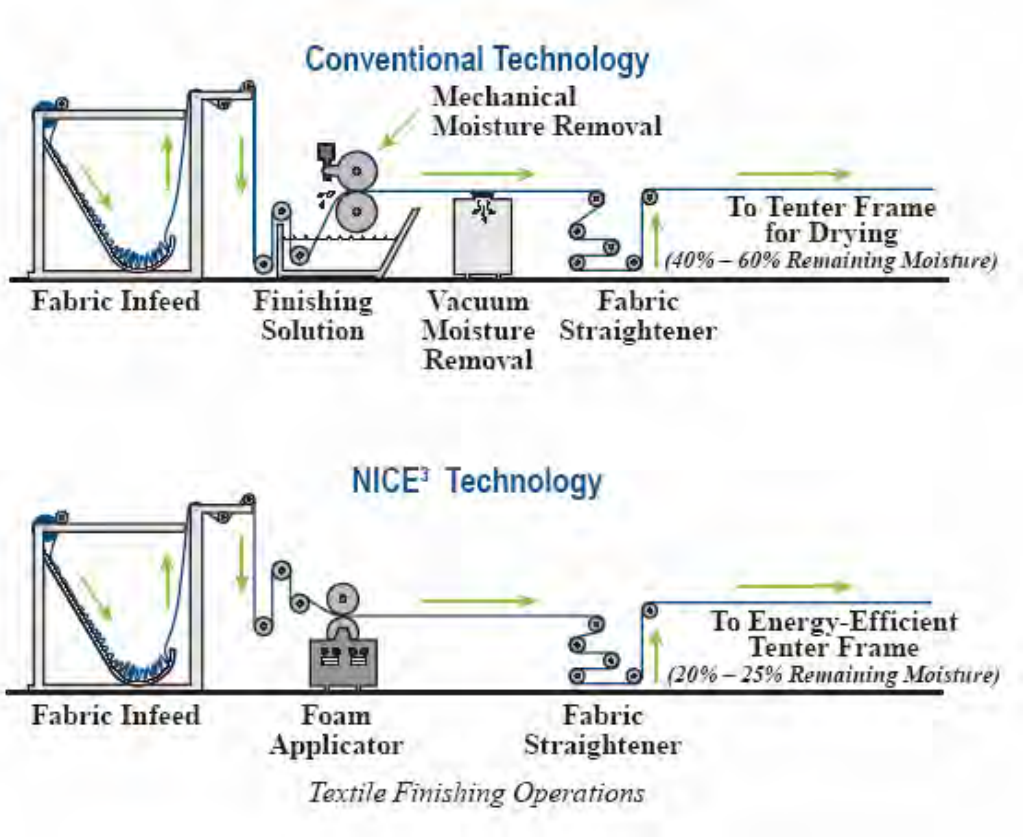
<u>การใช้เทคโนโลยีเมมเบรนในอุตสาหกรรมเคมี</u> กระบวนการที่ใช้มากที่สุดในอุตสาหกรรมเคมีก็คือ การแยกสารออกจากกัน ซึ่งมีสัดส่วนค่าใช้จ่ายมากกว่า 50% ของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการทั้งหมด (Operating cost) การแยกสารในอุตสาหกรรมเคมีใช้เทคโนโลยีการกลั่นลำดับส่วน (Fractionation) และการสกัด กระบวนการแยกก๊าซด้วยเมมเบรน(Gas mambrane) สามารถแยกของผสมที่เป็นอินทรีย์ กระบวนการแยกของเหลวด้วยเมมเบรน (Liquid membrane) จะสามารถใช้แยกทั้งของผสมที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบ และของผสมที่เป็นสารอินทรีย์ เมมเบรนสำหรับแยกก๊าซและเมมเบรนสำหรับแยกของเหลวสามารถนำมาใช้ทดแทนกระบวนแยกของเหลวออกจากกันโดยใช้การ Liquid-liquid extraction และใช้พลังงานลดลงมาก

สำหรับศักยภาพการประหยัดพลังงานนั้น การแยกของผสม Isopropyl alcohol และน้ำโดยใช้เมมเบรน ใช้พลังงานน้อยกว่าวิธีสกัดถึง 60% และการใช้เมมเบรนแยกก๊าซไฮโดรเจนในก๊าซผสมที่ปล่อยทิ้งกลับมาใช้ใหม่ในการกระบวนการผลิตแอมโมเนียสามารถประหยัดพลังงานได้ประมาณ 10% โดยทั่วไปแล้วการประหยัดพลังงานอันเกิดจากการใช้เมมเบรนจะต่างกันมากขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของการแยก โดยทั่วไปจะอยู่ระหว่าง 20-60%

การลงทุนใช้เมมเบรนในอุตสาหกรรมจะมีเวลาคืนทุน (Payback) ประมาณ 10 ปี เนื่องจากการบำรุงรักษาเมมเบรนมีค่าใช้จ่ายสูง

(3) อุตสาหกรรมสิ่งทอ (Textile)

Energy Efficient Fabric Finishing Process เป็นอุตสาหกรรมที่ต้องใช้พลังงานและน้ำมากในกระบวนการตกแต่งสำเร็จขั้นสุดท้าย เพื่อให้ได้คุณภาพที่ต้องการจะต้องให้ผ้าจุ่มลงในสารเคมีซึ่งทำให้เจือจางด้วยน้ำ เมื่อผ้าซึ่งชุ่มด้วยของเหลวแล้ว ของเหลวจะถูกไล่ออกจากผ้าโดยผ่านเครื่องรีด และระบบลดความชื้นด้วยระบบสูญญากาศก่อนที่จะนำผ้าเข้าเครื่องอบแห้ง ซึ่งใช้อากาศร้อนในการลดความชื้นของผ้าลงไปอีก 40-60% ดังแสดงในรูปที่ 5.4-6 เทคโนโลยีใหม่ที่จะลดการใช้พลังงานนี้ ใช้อากาศเป็นสารทำให้สารเคมีเจือจางแทนน้ำ และให้สารเคมีผสมอากาศสัมผัสกับผ้าในรูปของ Foam ในการนี้จะมีความชื้นในผ้าเพียง 20-25% เท่านั้นจึงไม่มีความจำเป็นที่จะใช้อุปกรณ์รีดความชื้นและระบบสูญญากาศในการลดความชื้น ทำให้ลดการใช้พลังงานลงได้ค่อนข้างมาก ดังแสดงในรูปที่ 5.4-6



รูปที่ 5.4-6 Energy efficient fabric finishing process

(4) อุตสาหกรรมผลิตภัณฑ์โลหะ

เตาหลอมอะลูมิเนียมประสิทธิภาพสูง (High Capacity Aluminium Melt Furnace) เตาหลอมโลหะเป็นกระบวนการที่ใช้อุณหภูมิสูง ซึ่งเป็นอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานมาก จึงต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในอุตสาหกรรมประเภทนี้ เตาหลอมโลหะแบบเดิมถูกออกแบบให้มีการถ่ายเทความร้อนให้กับวัสดุโดยการแผ่รังสีในรูปคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า (Electromagnetic Waves) ในกรณีของการหลอมอะลูมิเนียม เมื่อรังสีตกกระทบบนก้อนอะลูมิเนียม รังสีส่วนหนึ่งจะถูกดูดกลืนเอาไว้และทำให้อุณหภูมิของก้อนอะลูมิเนียมโดยรังสีความร้อนที่ก้อนอะลูมิเนียมได้รับจะอยู่ในทิศทางการแผ่รังสีเท่านั้น

เทคโนโลยีที่ใช้หลอมอะลูมิเนียมแบบใหม่ได้ออกแบบให้มีการส่งผ่านความร้อนโดยการพา (Convection) ซึ่งเป็นกระบวนการถ่ายเทความร้อนที่อาศัยของไหล ในการส่งผ่านความร้อน ของไหลที่อุณหภูมิสูงจะสัมผัสก้อนอะลูมิเนียมได้รอบด้าน ซึ่งมีประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนให้แก่ก้อนอะลูมิเนียมได้สูงกว่า เป็นผลให้ใช้พลังงานต่ำกว่าประมาณ 0.15 kW ต่อตันของอะลูมิเนียมเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีเก่าที่ใช้การแผ่รังสีความร้อน

(5) อุตสาหกรรมกระดาษ

Energy Efficient Paper Drying Technologies

อุตสาหกรรมกระดาษเป็นอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานมากในการดึงน้ำออกจาก Fibers ในกระบวนการทำให้กระดาษแห้ง ศักยภาพในการลดการใช้พลังงานในอุตสาหกรรมกระดาษสูงถึง 30% ในขณะที่การประหยัดพลังงานที่ทำได้อย่างคุ้มทุนอยู่ระหว่าง 15-20%

กระบวนการผลิตกระดาษ ประกอบด้วยกระบวนการพื้นฐาน 4 กระบวนการ คือ (1) การขึ้นรูป (2) การรีดเพื่อไล่น้ำออก (3) การทำให้กระดาษแห้ง และ (4) การแต่งผลิตภัณฑ์ขั้นสุดท้าย ซึ่งมีของแข็งระหว่าง 90-95%

กระบวนการใหม่เพื่อลดการใช้พลังงานในการไล่น้ำออกจากกระดาษโดยการรวมการรีดน้ำและกระบวนการอบแห้งเข้าด้วยกัน เทคโนโลยีใหม่นี้ถูกพัฒนาเพื่อลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตกระดาษ Long-nip press หรือ Shoe press เป็นเทคโนโลยีรีดน้ำออกจากกระดาษที่มีประสิทธิภาพที่ทันสมัยที่สุดในปัจจุบัน กระบวนการทำให้กระดาษแห้งชื่อ Condebelt technology (ซึ่งทำให้กระดาษแห้งในห้องโดยทำให้กระดาษสัมผัสกับผิวเหล็กร้อนอย่างต่อเนื่อง) สามารถเพิ่มอัตราการทำให้กระดาษแห้งได้ถึง 5-15 เท่าเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีเดิม เทคโนโลยี Impulse drying (ซึ่งเป็นเทคโนโลยีสำหรับไล่น้ำออกจากกระดาษโดยการบีบกระดาษด้วยผนังโลหะร้อนด้วยความดันที่สูงมาก) กำลังได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ทศวรรษ 1980 ซึ่งเมื่อสำเร็จจะนำไปสู่การประหยัดพลังงานในกระบวนการทำกระดาษค่อนข้างมาก

นอกจากนี้ ได้มีการพัฒนากระบวนการผลิตกระดาษที่ใช้น้ำน้อยลงเพื่อลดการใช้พลังงานรีดน้ำและทำให้กระดาษแห้งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพเชิงพลังงานของกระบวนการผลิต

กระดาษในภาพรวม ศักยภาพของการเพิ่มประสิทธิภาพเชิงพลังงานในการผลิตกระดาษ ปรากฏในตารางที่ 5.4-13

ตารางที่ 5.4-13 พัฒนาการของเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพของการผลิตกระดาษ

	2003 - 2015	**2015 - 2030**	**2030 - 2050**
ระดับของการพัฒนาเทคโนโลยี	R&D	Demonstration, commercial	Commercial
ราคาของเทคโนโลยี (US$/ตัน)	800-1000	700 - 1000	600 – 700
การประหยัดพลังงาน (%)	20% – 30%	20% -30%	20% - 30%

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives 2006

5.4.1.4 เทคโนโลยีใหม่ที่มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (Emerging Energy-Efficient-Technology)

(1) เทคโนโลยีเฉพาะกลุ่มอุตสาหกรรม (Sector specific)

กลุ่มอโลหะ

- <u>เตาเผาแบบโรเลอร์</u> (Roller Kiln)

<u>สถานภาพทั่วไปและข้อมูลเกี่ยวกับเทคโนโลยี</u>

ประเทศไทยผลิตเซรามิกหลากหลายมาก เช่น เครื่องสุขภัณฑ์ กระเบื้อง เครื่องใช้บนโต๊ะอาหาร ของชำร่วย เครื่องประดับ และอุปกรณ์ไฟฟ้า อุตสาหกรรมเซรามิกใช้พลังงานสูงมาก และเตาเผาแบบดั้งเดิมที่ก่อด้วยอิฐหรือดินที่ใช้ฟืนเป็นเชื้อเพลิงและเผาเป็นครั้งๆ หรือเป็น batch ไม่สามารถควบคุมอุณหภูมิได้ คุณภาพของผลิตภัณฑ์จึงยังไม่เป็นที่ยอมรับ เตาเผาแบบอุโมงค์ (Tunnel Kiln) และเตาเผาชัตเติล (Shuttle Kiln) แม้จะสามารถควบคุมอุณหภูมิได้ แต่ก็ยังสูญเสียความร้อนสูงและใช้เวลานานในการเผา

เตาแบบโรเลอร์พัฒนามาจากเตาแบบอุโมงค์โดยการติดตั้งโรเลอร์หรือสายพานทนความร้อนสำหรับลำเลียงชิ้นงานเข้าออกจากเตาเผาแทนรถเข็น ผนังเตาทำด้วยฉนวนคุณภาพดีทำให้สูญเสียความร้อนน้อย มีพัดลมบังคับให้ก๊าซร้อนเคลื่อนอย่างทั่วถึงในเตาเพื่อให้มีอุณหภูมิสม่ำเสมอ เตาแบบโรเลอร์เผาได้รวดเร็วและประหยัดพลังงาน

<u>การลดเวลาในการเผา</u>

เตาแบบโรเลอร์ใช้เวลาในการเผาน้อยมากเมื่อเทียบกับเตาแบบอุโมงค์ ทำให้เผาผลิตภัณฑ์ได้เป็นจำนวนมากกว่าเตาแบบอุโมงค์มากในเวลาที่เท่ากัน สำหรับเตาขนาดเดียวกันการเปรียบเทียบเวลาในการเผาผลิตภัณฑ์ประเภทต่างๆ แสดงไว้ในตารางที่ 5.4-14

ตารางที่ 5.4-14 การเปรียบเทียบเวลาที่ใช้ในการเผาผลิตภัณฑ์ประเภทต่างๆ ในเตาอุโมงค์และเตาโรเลอร์

ผลิตภัณฑ์		อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส)	เวลาที่ใช้ในการเผา (ชั่วโมง)	
			Tunnel kiln	Roller kiln
ประเภทเซรามิก	เครื่องประดับ	750-850	2-5	2
	อบให้มีความแข็ง	800-1,000	20-30	2
	เครื่องปั้นดินเผา	1,250-1,350	20-30	4
	เคลือบเงา	1,200-1,350	20-30	2
กระเบื้อง	ปูผนัง	1,250-1,300	20-30	1.33
	ปูพื้น	1,060-1,150	20-30	0.5
เครื่องใช้ประเภทสุขภัณฑ์		1,220-1,250	20-30	7

ศักยภาพในการประหยัดพลังงาน

เนื่องจากมีการหุ้มฉนวนความร้อนและมีกลไกการดูดซับความร้อนในก๊าซร้อนเกือบหมด ประสิทธิภาพของเตาโรเลอร์จึงสูงมาก รายงานเกี่ยวกับการใช้เตาโรเลอร์ได้ข้อมูลเกี่ยวกับการประหยัดพลังงานดังต่อไปนี้

- การเปรียบเทียบการเผาเซรามิกจากดินเหนียวโดยเตาแบบอุโมงค์และเตาแบบโรเลอร์ที่มีกำลังการผลิตเท่ากัน โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สามารถประหยัดพลังงานได้ 59% และคืนทุนภายใน 1.9 ปี
- อุตสาหกรรมสุขภัณฑ์ในประเทศเนเธอร์แลนด์ ใช้เตาแบบโรเลอร์แทนเตาแบบอุโมงค์ สามารถลดเวลาการเผาจาก 25 ชั่วโมงลงเหลือ 10 ชั่วโมง ลดการใช้พลังงานลงประมาณ 60% และมีระยะเวลาคืนทุน 2-2.5 ปี

อุตสาหกรรมอาหาร / เครื่องดื่มและเคมี

- Advanced Membrane

เนื่องจาก Membrane มีศักยภาพสูงมากในการประหยัดพลังงานจึงได้มีการวิจัยและพัฒนาเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของ Membrane การพัฒนา Membrane ชนิดใหม่และการประยุกต์ใช้ Membrane ในอุตสาหกรรมอื่นๆ ให้กว้างขวางขึ้น Membrane ที่สมรรถนะดีขึ้นและ Membrane ใหม่ที่ใช้งานได้ในเทคโนโลยีที่ซับซ้อนขึ้นเรียกว่า Advanced membranes

ในปัจจุบันได้มีการวิจัยเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ Membrane สำหรับของเหลว

ส่วน Membrane สำหรับก๊าซได้มีการวิจัย รวมทั้งปรับปรุงประสิทธิภาพของ Membrane ที่มีอยู่แล้ว และพัฒนา Membrane ใหม่ดังต่อไปนี้

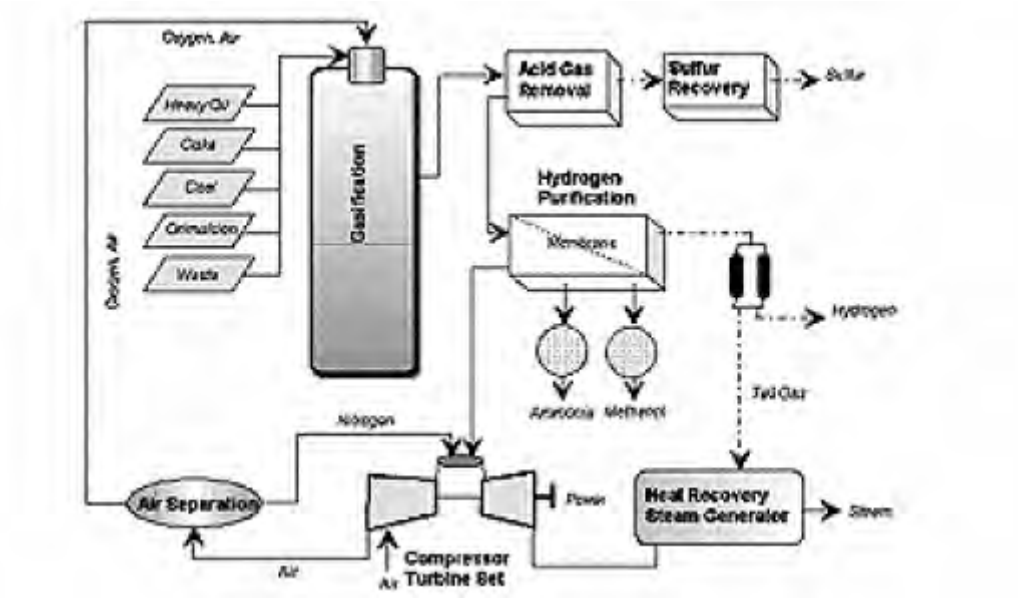
- การปรับปรุงและพัฒนา Membrane เพื่อทำหน้าที่เป็น Electrolyte ใน Proton exchange membrane (PEM) fuel cell
- การพัฒนา Ion transport membrane technology (ITM) เพื่อผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ
- การพัฒนา Organic porous membrane สำหรับเก็บก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซที่ได้จากการ Gasify ถ่านหินกลับมาใช้ประโยชน์

กลุ่มเคมี

- Gasification in Chemical Industry

ในกระบวนการกลั่นน้ำมันซึ่งต้องสนองความต้องการผลิต ผลิตภัณฑ์ที่เบา เช่น น้ำมันเบนซิน มากขึ้น ทำให้เกิดผลิตภัณฑ์หนักและของเสียจากกระบวนการมากขึ้น ซึ่งสามารถใช้กระบวนการ Gasification เปลี่ยนรูปให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง ทำให้ใช้ประโยชน์ผลผลิตเหล่านี้ได้มีประสิทธิภาพมากขึ้น

ในระบบ Gasification ซึ่งจะใช้ Entrained bed gasifier และป้อนออกซิเจนโดยตรง ดังแสดงในรูปที่ 5.4-7 เนื่องจากมีความต้องการก๊าซไฮโดรเจนมาก ก๊าซไฮโดรเจนจะถูกแยกออกไปใช้ประโยชน์ด้านอื่น และก๊าซเชื้อเพลิงที่เหลือจะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงในระบบ IGCC เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยก๊าซร้อนจากกังหันก๊าซจะถูกใช้ผลิตไอน้ำซึ่งอาจจะนำไปผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำหรือใช้ในกระบวนการอื่นก็ได้



รูปที่ 5.4-7 ระบบ Gasification สำหรับอุตสาหกรรมเคมี

กลุ่มโลหะพื้นฐาน

- Smelt Reduction

เตาถลุงที่ทันสมัยขนาดใหญ่ (Advanced large-scale blast furnances) มีประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูงมาก แต่เตาถลุงเหล็กขนาดกลางและขนาดเล็กสามารถลดการใช้พลังงานลงได้ด้วยกระบวนการ Smelt reduction

ในการผลิตเหล็กกระบวนการเตรียมโค๊ก (Coke) และแร่เหล็ก (Ore) เป็นกระบวนการที่ใช้พลังงานสูงมาก ได้มีการริเริ่มการวิจัยเพื่อพัฒนากระบวนการลดการใช้พลังงานด้วยการพัฒนากระบวนการ Iron ore reduction การวิจัยได้นำไปสู่การพัฒนาโรงงานผลิตเหล็กที่มีจำหน่ายเชิงพาณิชย์ที่ใช้กระบวนการ COREX ซึ่งใช้ผงถ่านหินและ Agglomerated ore

กระบวนการ COREX ประหยัดพลังงานได้ไม่มากนักเพราะยังต้องใช้ agglomerated ore จึงได้มีการปรับปรุงกระบวนการ COREX ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งเรียกว่ากระบวนการ FINEX ซึ่งใช้ผงแร่เหล็ก นอกจากนี้ยังมีกระบวนการอื่นๆ ที่ได้รับการพัฒนาขึ้นโดยใช้หลักการของ Smelt reduction คือ กระบวนการ HiSmelt

นอกจากพลังงานที่ใช้ในการผลิตเหล็กโดยกระบวนการ Smelt reduction จะต่ำกว่าการใช้ Blast furnance ซึ่งต้องใช้พลังงานในเตาโค๊ก การผลิต Agglomerate ore ยังผลิตก๊าซร้อนซึ่งมีพลังงาน 9 GJ/ตันเหล็กที่ผลิตได้ ก๊าซร้อนนี้สามารถจะนำมาใช้ถลุงเหล็กได้โดยตรง ซึ่งทำให้กระบวนการโดยรวม (กระบวนการ Smelt reduction และการผลิตเหล็กโดยตรง) มีประสิทธิภาพสูงขึ้นมาก ใช้พลังงานเพียง 10.7 GJ ต่อเหล็กที่ผลิตได้ 1 ตัน ในขณะที่พลังงานที่ใช้ใน Blast furnance สูงถึง 17 GJ ต่อเหล็กที่ผลิตได้ 1 ตัน

พัฒนาการของเทคโนโลยี Smelt reduction มีศักยภาพในการเพิ่มประสิทธิภาพของกระบวนการผลิตเหล็กค่อนข้างมากดังแสดงในตารางที่ 5.4-15

ตารางที่ 5.4-15 พัฒนาการของเทคโนโลยี Smelt reduction และการประหยัดพลังงานในการผลิตเหล็ก

	2003-2015	2015-2030	2030-2050
ระดับของเทคโนโลยี	R&D, Demonstration Commercial	Commercial	Commercial
ราคาของเทคโนโลยี (US$/ตัน)	50-80	40-60	30-50
การประหยัดพลังงาน (%)	10-15	10-15	10-25

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives 2006

Near Net Shape / Strip Casting

ข้อมูลสำคัญของเทคโนโลยี

การหล่อแบบ Near net shape (การหล่อให้เข้าใกล้ขนาดจริง) และการหล่อแบบ Strip เป็นเทคโนโลยีในการทำให้โลหะมีรูปร่างต่างๆ ได้ตามที่ต้องการที่ได้รับการพัฒนาขึ้นมาใหม่ ในปัจจุบันนี้โลหะถูกหล่อให้อยู่ในรูปของโลหะแท่ง (Ingots) หรือแท่งแบน (Slabs) ซึ่งต้องถูกทำให้ร้อนอีกครั้งหนึ่ง ในกระบวนการที่จะทำการรีดให้มีรูปที่ต้องการ เทคโนโลยี Near net shape / Strip casting เป็นเทคโนโลยีที่มีการรวมขั้นตอนของการหล่อและการรีดร้อนของเหล็กกล้าให้อยู่ในขั้นตอนการให้ความร้อนอีกครั้งหนึ่งก่อนทำการรีดลงได้

ในกรณีของผลิตภัณฑ์ที่มีรูปร่างเป็นแผ่นเรียบจะมีการหล่อได้เป็นแผ่นบางความหนาตั้งแต่ 1-10 มม. ก่อน แล้วจึงหล่อให้เป็นผลิตภัณฑ์หนา 120-130 มม. ซึ่งทำให้เกิดการประหยัดพลังงานมาก

การประยุกต์ใช้กับอุตสาหกรรม

ข้อดีที่สำคัญของเทคโนโลยีนี้คือ สามารถลดต้นทุนการผลิต (Capital cost) ได้มาก เนื่องจากผลผลิตที่สูงและการรวมขั้นตอนการผลิตหลายขั้นตอนเข้าด้วยกัน เทคโนโลยีนี้ถูกใช้ครั้งแรกในการผลิตเหล็กกล้าไร้สนิม (Stainless steel) และมีโรงงานอีก 2 โรงงานที่ได้ประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนี้ในการผลิต Carbon steel เทคโนโลยีที่ใช้ในเชิงพาณิชย์ในระยะแรกคือ

- Castrip เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาร่วมกันโดยภาคเอกชนของออสเตรเลียและญี่ปุ่น
- Eurostrip เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาโดยกลุ่มประเทศในยุโรป คือ ออสเตรีย ฝรั่งเศส และเยอรมันนี
- Nippon / Mitsubishi

พัฒนาการของเทคโนโลยี

จะต้องมีการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีนี้เพิ่มเติมในเรื่องที่เกี่ยวกับคุณภาพของผลิตภัณฑ์ที่หล่อขึ้นโดยการปรับปรุงระบบการควบคุมกระบวนการผลิต และกระบวนการหล่อเพื่อให้สามารถผลิตเหล็กที่มีรูปร่างที่หลากหลายขึ้น ตลอดจนการขยายกำลังการผลิตให้ระบบการผลิตมีขนาดใหญ่ขึ้น (ปัจจุบันการผลิตทั้งหมดที่ใช้เทคโนโลยีนี้มีเพียง 500,000 ตันต่อปี)

ศักยภาพด้านการประหยัดพลังงานและเศรษฐศาสตร์

การหล่อโลหะโดยใช้เทคโนโลยี Near net shape / Strip casting นำไปสู่การประหยัดพลังงานและลดการลงทุนอย่างมีนัยสำคัญ เมื่อเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน เทคโนโลยีนี้จะประหยัดพลังงานได้ถึง 90% ราคาของเทคโนโลยีจะลดลง 30-60%

เนื่องจากได้ลดขั้นตอนการให้ความร้อนแก่แท่งเหล็ก ตารางที่ 5.4-16 แสดงถึงการคาดการณ์พัฒนาการของเทคโนโลยี Near net shape / Strip casting

ตารางที่ 5.4-16 การคาดการณ์พัฒนาการของเทคโนโลยี Near net shape / Strip casting

Near net shape / strip casting	2003 - 2015	2015 - 2030	2030 - 2050
ระดับของการพัฒนาเทคโนโลยี	R&D, demonstration	commercial	Commercial
ราคาของเทคโนโลยี (US$/ตัน)	200	150-200	150-200
การประหยัดพลังงาน (%)	80	90	90

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives 2006

กลุ่มกระดาษ

- Black Liquor Gasification

สถานภาพทั่วไป

ในอุตสาหกรรมกระดาษการสกัดลิกนินออกมาจากเยื่อไม้ทำให้เกิดของเสียที่เป็นของเหลว ซึ่งเรียกว่า Black liquor ซึ่งโดยปกติแล้วจะถูกเผาในหม้อไอน้ำเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนมาใช้ในกระบวนการผลิตกระดาษ เนื่องจาก Black liquor มีสัดส่วนของเหลวสูง (มีสัดส่วนของแข็งเพียง 65-75%) ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำมาก พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีปริมาณจำกัดเนื่องจากหม้อไอน้ำต้องทำงานที่ความดันต่ำจากสาเหตุของความปลอดภัย

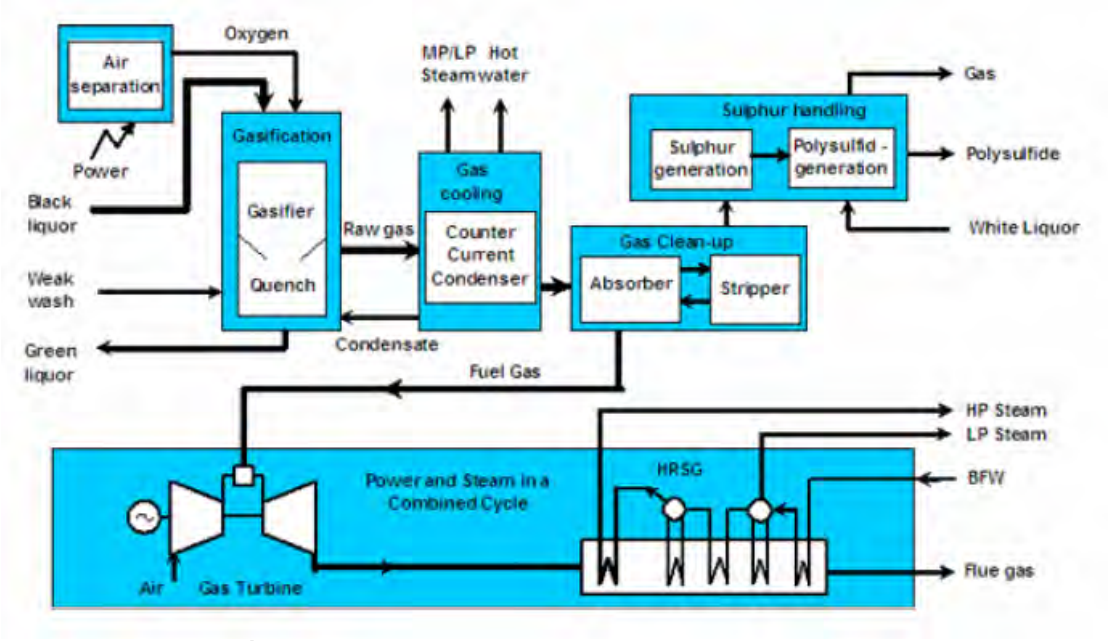
กระบวนการแปรรูปเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง หรือ Gasification สามารถที่จะใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพเชิงพลังงานของ Black liquor ในกระบวนการ Gasification นั้น Black liquor จะถูกเปลี่ยนให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงซึ่งประกอบด้วย คาร์บอนมอนอกไซด์และไฮโดรเจน ก๊าซที่ได้หลังจากทำความสะอาดแล้วสามารถจะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของกังหันก๊าซเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยก๊าซไอเสียจากกังหันก๊าซสามารถนำไปผลิตไอน้ำเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบนี้เรียกว่า Black liquor gasification – combined cycle (BLGCC) ซึ่งนอกจากจะทำให้สามารถใช้ Black liquor ได้อย่างมีประสิทธิภาพแล้ว จะสามารถใช้ประโยชน์จากของเสียอื่นๆ จากกระบวนการผลิตกระดาษ เช่น เปลือกไม้ และเศษไม้

ศักยภาพของ Black liquor gasification

ก๊าซเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จาก Black liquor นอกจากจะใช้เป็นเชื้อเพลิงได้แล้ว ยังสามารถนำไปใช้ในการผลิตสารเคมีและเชื้อเพลิงเหลวเพื่อการขนส่ง จากนโยบายของสหภาพยุโรปที่เพิ่มสัดส่วนของเชื้อเพลิงชีวภาพในการขนส่งได้ทำให้เกิดความสนใจที่จะผลิต Dimethylether (DME) เพื่อทดแทนน้ำมันดีเซล

เพื่อเพิ่มค่าความร้อนของก๊าซเชื้อเพลิงหรือสัดส่วนของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และไฮโดรเจนได้มีการใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์ในกระบวนการ Gasification เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ ดังแสดงในรูปที่ 5.4-8

พัฒนาการ Black liquor gasification ยังไม่ถึงขั้นที่จะใช้ได้ในเชิงพาณิชย์ ยังต้องมีการทำวิจัยและพัฒนาเพื่อปรับปรุงระบบให้มี Reliability สูงขึ้น



รูปที่ 5.4-8 ระบบวัฏจักรร่วม black liquor gasification (BLGCC)

<u>ศักยภาพและความคุ้มทุนของ black liquor gasification</u>

การติดตั้งระบบ BLGCC ในสหรัฐและยุโรปจะต้องลงทุนมากกว่าระบบหม้อไอน้ำประมาณ 60-90% จากการประมาณการผลตอบแทนของการลงทุน (Internal rate of return) จะมีค่า 16-17% ถ้าขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในราคา 4 cents/kWh ในกรณีของสหรัฐ black liquor ที่ผลิตจากอุตสาหกรรมกระดาษผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 39.4 TWh ในปี 2002 หากมีการใช้เทคโนโลยี BLGCC จะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นอีก 50.2 TWh หรือเพิ่มขึ้นกว่า 127% สำหรับพัฒนาการของเทคโนโลยี BLGCC นั้นมีการประมาณการณ์ราคาของเทคโนโลยี ตลอดจนศักยภาพในการลดการใช้พลังงานในอุตสาหกรรมกระดาษ ซึ่งการลงทุนในเทคโนโลยี BLGCC จะมีระยะเวลาคืนทุน (Simple payback) 1.5 ปี ดังแสดงไว้ในตารางที่ 5.4-17

ตารางที่ 5.4-17 การคาดการพัฒนาการของ black liquor gasification

Black liquor gasification	2003-2015	2015-2030	2030-2050
ระดับการพัฒนาเทคโนโลยี	R&D, Demonstration	Demonstration, Commercial	Commercial
ราคาเทคโนโลยี (US$/ตัน)	300-400	350-350	300
การประหยัดพลังงาน (%)	10-15%	10-20%	15-23%

แหล่งข้อมูล : IEA Energy Technology Perspectives 2006

(2) เทคโนโลยีพื้นฐาน (Cross-Cutting Technology)

Advanced Cogeneration

สถานภาพทั่วไป

ระบบ Cogeneration หรือ CHP (combined heat and power) คือ การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในระบบเดียวกัน จุดเด่นของระบบ CHP คือมีประสิทธิภาพเหนือกว่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแยกกัน ดังที่อธิบายไว้อย่างละเอียดใน (5.5)

ความจริงแล้ว CHP ไม่เป็นเทคโนโลยีในตัวเองแต่เป็นการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อสนองความต้องการของผู้ใช้ด้านพลังงานไฟฟ้า ความร้อน ความเย็นโดยใช้กังหันไอน้ำ กังหันก๊าซ และเครื่องยนต์แบบสันดาปภายในเป็นเทคโนโลยีที่สำคัญในปัจจุบัน เทคโนโลยีใหม่ เช่น เซลล์เชื้อเพลิงกำลังได้รับการพัฒนา ในขณะเดียวกันได้มีการวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของ CHP และประยุกต์ใช้ระบบ CHP ในอุตสาหกรรม

ระบบขนาดใหญ่ (>10MWe)

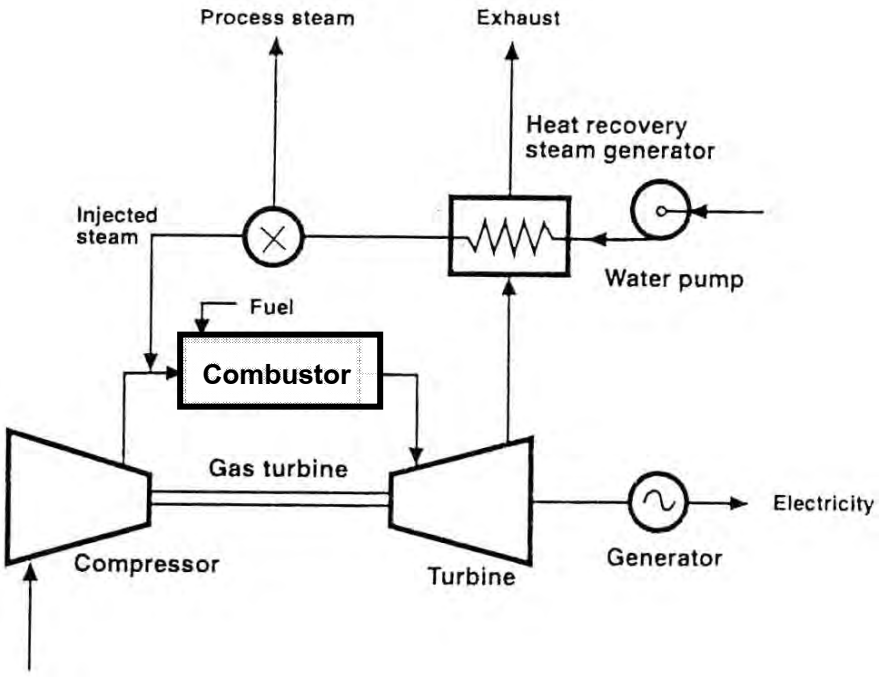
- Repowering ประสิทธิภาพของกังหันก๊าซขึ้นอยู่กับอุณหภูมิของก๊าซที่เข้าสู่กังหัน และมีความพยายามที่จะเพิ่ม อุณหภูมิของก๊าซที่เข้าสู่กังหันก๊าซอย่างต่อเนื่อง ซึ่งทำให้ก๊าซไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซมีอุณหภูมิสูงขึ้นด้วย การ Repowering คือการป้อนก๊าซร้อนที่ออกมาจากกังหันก๊าซให้กับเตาอุตสาหกรรมโดยใช้กังหันก๊าซแทนพัดลมส่งอากาศเพื่อการสันดาปภายในเตา เนื่องจากก๊าซที่ออกจากกังหันก๊าซยังมีออกซิเจนอยู่จำนวนมากจึงใช้แทนอากาศที่เผาไหม้ในเตาได้ ในกรณีนี้ กังหันก๊าซให้ความร้อนที่เตาต้องการถึง 20%

- High Temperature CHP ก๊าซร้อนจากกังหันก๊าซประสิทธิภาพสูงที่มีการเพิ่มอุณหภูมิก๊าซที่เข้ากังหันนั้นสามารถใช้ในการให้ความร้อนแก่ผลิตภัณฑ์และกระบวนการต่างๆ โดยตรงในอุตสาหกรรมหลายประเภท เช่น อุตสาหกรรมเคมี และปิโตรเลียม ก๊าซร้อนจากกังหันก๊าซอาจใช้ในกระบวนการกลั่น กระบวนการ Steam reforming เป็นต้น โดยอาจให้ก๊าซร้อนสัมผัสผลิตภัณฑ์โดยตรงหรือใช้ตัวกลางเช่น น้ำมันในการถ่ายเทความร้อนจากก๊าซร้อนไปยังผลิตภัณฑ์

-

ระบบขนาดกลาง (<20 MWe)

- Steam Injected Gas Turbines เนื่องจากกังหันก๊าซส่วนใหญ่ได้รับการพัฒนาให้ทำงานสูงกว่าภาระสูงสุดของระบบ กำลังสูงสุดของกังหันก๊าซจะสามารถเพิ่มขึ้นได้ จากการฉีดไอน้ำซึ่งผลิตจากก๊าซร้อนจากกังหันก๊าซดังแสดงในรูปที่ 5.4-9 กังหันก๊าซที่ใช้ไอน้ำดังกล่าวเรียกว่า Steam injected gas turbine หรือ STIG การใช้ไอน้ำสามารถเพิ่มกำลังการผลิตสูงสุด และประสิทธิภาพของกังหันก๊าซขึ้นได้ถึง 50 และ 7% ตามลำดับ



รูปที่ 5.4-9 Steam Injected gas turbined (STIG)

- Tri-generation เป็นการใช้เชื้อเพลิงผลิต พลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อนและความเย็นร่วมสามอย่างพร้อมกัน ซึ่งโดยความเย็นนั้นผลิตจากพลังงานความร้อนส่วนหนึ่งด้วยระบบ Absorption refrigeration system

ระบบขนาดเล็ก (25-500 kW$_e$)

- Microturbines การใช้กังหันก๊าซขนาดเล็กอาจให้ประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำ (26-30%) แต่เมื่อนำการผลิตความร้อนมารวมด้วยโดยใช้ระบบ CHP ประสิทธิภาพโดยรวมจะสูงขึ้นมากและมีความคุ้มทุน ดังนั้น ในอุตสาหกรรมขนาดเล็กที่ต้องการใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและความร้อน การใช้ระบบ Microturbine จึงกำลังเป็นที่นิยมมากขึ้น

- <u>เซลเชื้อเพลิง (Fuel Cells)</u> เซลล์เชื้อเพลิงสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรงจากก๊าซไฮโดรเจนโดยกระบวนการ Electrochemistry เซลล์เชื้อเพลิงบางประเภท เช่น Solid oxide fuel cell (SOCF) และ Molten carbonate fuel cell (MFCF) ทำงานที่อุณหภูมิเกิน 600°C ความร้อนที่ได้สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ ซึ่งทำให้สามารถใช้เซลล์เชื้อเพลิงในการผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและความร้อนหรือเป็นระบบ CHP แต่เซลล์เชื้อเพลิงยังเป็นเทคโนโลยีที่มีราคาสูงและคาดว่าจะมีการใช้แพร่หลายก่อนปี 2025

Advanced Reciprocating Engines

<u>ข้อมูลทั่วไป</u>

เครื่องยนต์แบบสันดาปภายใน (เครื่องยนต์แก๊สโซลีน และเครื่องยนต์ดีเซล) หรือเครื่องยนต์ที่ขับเคลื่อนด้วยลูกสูบ เป็นเครื่องต้นกำลังสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานกลที่ใช้กันกว้างขวางที่สุด เนื่องจากได้รับการพัฒนาจนใช้งานง่าย มีขนาดกระทัดรัด มีจำหน่ายเชิงพาณิชย์ที่กำลังการผลิตกว้างครอบคลุมตั้งแต่ช่วง 0.5 kW_e – 6.5 MW_e และสำคัญที่สุดก็คือ เครื่องยนต์แบบสันดาปภายในใช้ทั้งการขนส่ง อุตสาหกรรม ในอาคาร และที่อยู่อาศัย

<u>ศักยภาพของเครื่องยนต์แบบสันดาปภายใน</u>

เครื่องยนต์แบบสันดาปภายในมีเทคโนโลยีที่มีราคาต่ำสุดในการผลิตพลังงานกลและพลังงานไฟฟ้า นอกจากจะใช้ได้ในแทบทุกโอกาสแล้ว ยังใช้และบำรุงรักษาง่าย เครื่องยนต์แบบสันดาปภายในยังเดินได้ด้วยเชื้อเพลิงชีวภาพ และก๊าซชีวภาพที่ผลิตจากของเสียตลอดจนสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) ได้

<u>การพัฒนา advanced reciprocating engine</u>

โลกอนาคตต้องการเทคโนโลยีเครื่องยนต์ที่มีมาตรฐานสูงขึ้นมากเพื่อรองรับความต้องการพลังงานที่สูงขึ้น และกฎเกณฑ์ของสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดมากขึ้น บริษัทที่ผลิตรถยนต์ในสหรัฐหลายบริษัทได้ตกลงที่จะร่วมกันพัฒนา Advanced reciprocating engine โดยมีเป้าหมายที่จะพัฒนาเครื่องยนต์ยุคใหม่ที่มีเทคโนโลยีสูงขึ้นมากโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

วัตถุประสงค์ของการวิจัยจะรวมถึงการพัฒนาวัสดุขั้นสูง (Advanced materials) ระบบการจุดระเบิดและสันดาปขั้นสูง (Advanced ignition and combustion systems) Unique fuel handling and processing systems และการใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalysts)

ลักษณะสำคัญของ Advanced reciprocating engines

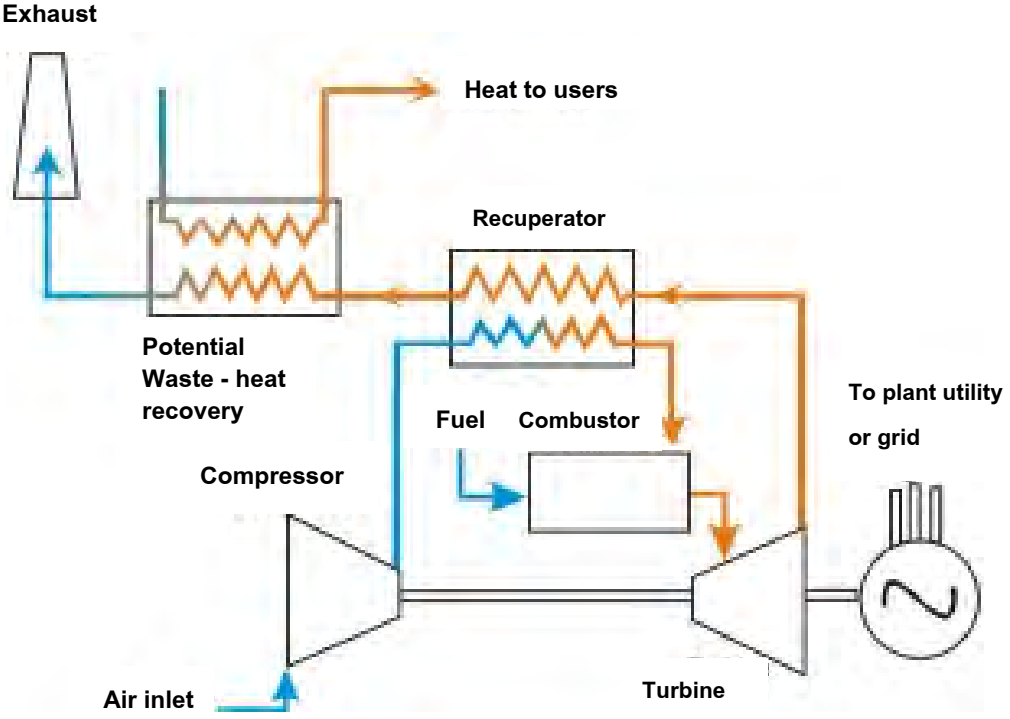
- ประสิทธิภาพดีขึ้นหรือใช้เชื้อเพลิงลดลงและใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด
- ลดการพึ่งพาแหล่งเชื้อเพลิงที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ
- Emissions ต่ำมาก

- มีราคาลดลงกว่าเครื่องยนต์ปัจจุบัน
- ราคาของเครื่อง : $400 - $500 kWe
- ประสิทธิภาพสูงสุด : 50% หรือ 80% สำหรับ CHP
- NOx Emissions : 0.1 grams / kWh
- ค่าบำรุงรักษา : $0.01 / kWh
- Major Service Interval : Annually
- Operation Training : 100 hours

Microturbines (กังหันก๊าซขนาดจิ๋ว)

Microturbines หรือกังหันก๊าซขนาดจิ๋วได้รับการพัฒนาจาก Turbochargers ของรถบรรทุก และเครื่องยนต์ไอพ่นขนาดเล็ก และมีกำลังการผลิต 25-500 kW_e กังหันก๊าซขนาดจิ๋วประกอบด้วย Compressor, Combustor, Turbine, Recuperator และ Generator ดังแสดงในรูปที่ 5.4-10 ในกรณีที่ต้องการผลิตพลังงานความร้อนเพื่อทำงานเป็น Cogeneration จะมีการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อดึงความร้อนจากก๊าซไอเสียกลับมาใช้ด้วย

กังหันก๊าซขนาดจิ๋วมีข้อดีอยู่มากเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าระดับกำลังการผลิตต่ำ เนื่องจากมีชิ้นส่วนที่เคลื่อนที่น้อย ขนาดกะทัดรัด น้ำหนักเบา ประสิทธิภาพสูง และราคาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำ กังหันก๊าซขนาดจิ๋วมี 2 ประเภทคือ แบบ Simple cycle และแบบที่มี Recuperator ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงกว่าและประหยัดเชื้อเพลิงได้ถึง 30-40%



รูปที่ 5.4-10 กังหันก๊าซขนาดจิ๋ว (Microturbine)

กังหันก๊าซขนาดจิ๋วมีราคาค่อนข้างถูก ค่าการบำรุงรักษาต่ำ และมีระบบควบคุมอัตโนมัติแบบอิเลคทรอนิกส์ มีการคาดการณ์กันว่ากังหันแบบนี้จะถูกใช้กันอย่างกว้างขวางในการผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบเป็นอิสระ (Distributed generation)

5.4.2 ข้อดีข้อเสียของการอนุรักษ์พลังงานในอุปกรณ์พื้นฐานประเภทต่างๆ

อุปกรณ์พื้นฐานที่มีประสิทธิภาพสูงแต่ละประเภทที่กล่าวข้างต้นมีข้อดีข้อเสีย หรือจุดเด่นจุดด้อย ดังนี้

ตารางที่ 5.4-18 ข้อดีข้อเสียของการอนุรักษ์พลังงานในอุปกรณ์พื้นฐานประเภทต่างๆ

การเปรียบเทียบการอนุรักษ์พลังงานในอุปกรณ์พื้นฐาน			
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**	**ข้อสังเกต**
1. Boiler	▪ ประสิทธิภาพทางความร้อนสูงขึ้น ▪ มาตรการที่ทำให้เกิดการประหยัดพลังงานทำได้ง่ายและลงทุนต่ำ	▪ ถ้าทำการปรับปรุงต้องหยุดกระบวนการการผลิต	▪ บางมาตรการต้องใช้ผู้เชี่ยวชาญในการปรับปรุง
2. Motor	▪ สามารถเปลี่ยนอุปกรณ์บางตัวโดยที่ไม่ต้องหยุดการดำเนินงานของกระบวนการทั้งหมด ▪ ประสิทธิภาพโดยรวมสูง ▪ มีระยะเวลาคืนทุน (Payback) ในการลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพสั้น เนื่องจากมีชั่วโมงการใช้งานสูง	▪ ปัจจุบันมอเตอร์ชนิดใหม่ที่มีประสิทธิภาพสูงยังมีราคาสูงอยู่ ▪ ข้อมูลเกี่ยวกับมอเตอร์ประสิทธิภาพสูงยังไม่แพร่หลายถึงผู้ใช้	▪ มีการใช้ยังไม่แพร่หลาย ▪ ยังต้องพึ่งพาอาศัยเทคโนโลยีจากต่างประเทศ
3. Air Compressor	▪ ถ้าทำการบำรุงรักษาที่ดีสามารถประหยัดพลังงานได้มาก ▪ ส่วนใหญ่มีชั่วโมงการใช้งานสูง ระยะเวลาคืนทุนในการลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพสั้น	▪ ระบบควบคุมเพื่อให้มีประสิทธิภาพสูงมีความซับซ้อน ต้องลงทุนสูง และใช้ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะทางดำเนินการ	▪ ในบางมาตรการไม่ต้องใช้บุคลากรที่มีความรู้และเชี่ยวชาญสูง
4. Chiller	● ถ้าทำการบำรุงรักษาที่ดีสามารถประหยัดพลังงานได้มาก	● ถ้าทำการปรับปรุงต้องหยุดกระบวนการผลิต ● บางมาตรการต้องมีการลงทุนสูง	● การปรับปรุงควรจะทำทั้งระบบจึงมีประสิทธิภาพสูงสุด

5.4.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงการตลาด

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และศักยภาพทางการตลาด แสดงไว้ในตารางที่ 5.4-19

ตารางที่ 5.4-19 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงการตลาด

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
มอเตอร์ (Motor)	■ มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงจะมีประสิทธิภาพสูงกว่ามอเตอร์ธรรมดา 3% โดยเฉลี่ย ■ แต่มอเตอร์ส่วนใหญ่ถูกใช้งานมากกว่า 4000 ชั่วโมงต่อปี ทำให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้มาก ■ มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงมีราคาสูงกว่ามอเตอร์ธรรมดาประมาณ 20% ■ การลงทุนในมอเตอร์ประสิทธิภาพสูงแทนมอเตอร์ธรรมดาจะมีระยะเวลาคืนทุน (Payback) ต่ำกว่า 3 ปี	■ จำนวนมอเตอร์ที่ใช้ในอุตสาหกรรมมีจำนวนสูงมาก โดยอุปกรณ์ที่ขับเคลื่อนด้วยมอเตอร์ ใช้ไฟฟ้าถึง 60% ของไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรม
เครื่องอัดอากาศ (compressor)	■ เทคโนโลยีควบคุมความเร็วรอบของมอเตอร์ที่พัฒนาขึ้นใหม่สามารถประหยัดการใช้ไฟฟ้าในเครื่องอัดไอได้ถึง 35% ■ เครื่องอัดไอส่วนใหญ่มีภาระงานสูง (ชั่วโมงการทำงานสูง) ทำให้ประหยัดไฟฟ้าได้มาก ■ การลงทุนในอุปกรณ์ควบคุมการทำงานของเครื่องอัดไอจะมีระยะเวลาคืนทุนเพียง 0.4 ปี หรือน้อยกว่า 5 เดือน	■ เครื่องอัดไอถูกใช้ในภาคอุตสาหกรรมอย่างกว้างขวาง จำนวนเครื่องอัดไอที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมจึงสูงมาก ดังจะเห็นได้จากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้โดยเครื่องอัดไอ ซึ่งสูงถึง 13% ของไฟฟ้าที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมทั้งหมด
Chiller	■ การกำหนดมาตรฐานของ Chiller ให้สูงขึ้นทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของ Chiller สูงขึ้นด้วย ■ ในกรณีของสหรัฐ chiller ประสิทธิภาพสูงใช้พลังงาน 0.52 kW/ton เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้พลังงานของ Chiller มาตรฐานที่ 0.78 kW/ton ■ การลงทุนติดตั้ง Chiller ประสิทธิภาพสูงแทน Chiller มาตรฐาน และใช้ Chiller ปีละ 4000 ชั่วโมง จะคืนทุนภายใน 1.6 ปี ■ เมื่อศึกษาดูโครงสร้างพื้นฐานพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ในประเทศไทยและสหรัฐแล้ว การลงทุนใน Chiller ประสิทธิภาพสูงในประเทศไทยระยะเวลาคืนทุนจะไม่ต่างกับสหรัฐมากนัก	■ มีโรงงานควบคุมจำนวน 699 โรงงาน ซึ่งส่วนมากน่าจะมีระบบ chiller เพื่อผลิตน้ำเย็นสำหรับกระบวนการผลิตและการปรับอากาศ ■ จำนวนโรงงานที่จะลงทุนเปลี่ยนระบบ Chiller ให้เป็นแบบประสิทธิภาพสูงในแต่ละปีมีไม่มากนัก ศักยภาพเชิงตลาดของระบบ Chiller ประสิทธิภาพสูงเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมจึงไม่สูงมากนัก

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
หม้อไอน้ำ (Boiler)	■ มาตรการประหยัดพลังงานของระบบหม้อไอน้ำที่ไม่ต้องลงทุนมีอยู่มาก และสามารถประหยัดพลังงานได้ 10-20% ■ มาตรการประหยัดพลังงานเหล่านี้ ได้ใช้กันอย่างกว้างขวางในประเทศพัฒนาแล้ว แต่ในประเทศกำลังพัฒนาการใช้มาตรการเหล่านี้ยังไม่กว้างขวางนัก ■ เฉพาะหม้อไอน้ำจะสามารถประหยัดพลังงานได้ประมาณ 3% จากมาตรการง่ายๆ เช่น การปรับระบบเผาไหม้เพื่อให้เผาไหม้สมบูรณ์ การหุ้มฉนวนเพื่อกันการสูญเสียความร้อน การควบคุมคุณภาพของน้ำ ■ การประมาณค่าใช้จ่ายในการวางมาตรการเหล่านี้ทำได้ยาก เพราะส่วนใหญ่เป็นค่าแรงงานซึ่งขึ้นอยู่กับระบบการจ้างงาน	■ จำนวนหม้อไอน้ำในภาคอุตสาหกรรมมีจำนวนมาก ดังจะเห็นได้จากพลังงานความร้อนที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมในปี 2006 สูงถึง 19,422 ktoe ■ การขยายมาตรการประหยัดไอน้ำให้เพิ่มขึ้นอย่างกว้างขวางนั้น จะต้องมีการส่งเสริมอย่างจริงจังจากภาครัฐในการสร้างแรงจูงใจให้มีการใช้มาตรการดังกล่าว

5.4.4 ลำดับความสำคัญของอุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้กันในโรงงานอุตสาหกรรม

ในภาคอุตสาหกรรม ลำดับความสำคัญของอุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้กันในโรงงานอุตสาหกรรมในแง่ความพร้อมสำหรับการนำไปใช้งาน ผลตอบแทนเศรษฐศาสตร์ การพัฒนาเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง ศักยภาพในการพัฒนาเทคโนโลยีภายในประเทศนั้นยังคงต้องใช้ระยะเวลาในการเผยแพร่เทคโนโลยีให้แพร่หลาย จากการศึกษานี้พบว่า อุปกรณ์พื้นฐานที่น่าจะทำการปรับปรุงประสิทธิภาพและส่งเสริมให้ใช้แบบที่มีประสิทธิภาพสูงที่ควรพิจารณาก่อน คือ หม้อไอน้ำ (Boiler) และ มอเตอร์ (Motor) ทั้งนี้ลำดับความสำคัญของอุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้กันในโรงงานอุตสาหกรรมแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มดังตารางที่ 5.4-20

ตารางที่ 5.4-20 ลำดับความสำคัญของอุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้ในอุตสาหกรรม

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	▪ หม้อไอน้ำ (Boiler)	▪ หม้อไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่มีการพัฒนาเทคโนโลยีอย่างต่อเนื่องและมีการใช้พลังงานสูง การปรับปรุงประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นรวมถึงการจัดการให้มีการใช้อย่างมีประสิทธิภาพทั้งช่วงการผลิต ส่งจ่ายและใช้ไอน้ำ สามารถก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานได้ประมาณ 3-10%
	▪ มอเตอร์ (Motor)	▪ มอเตอร์เป็นอุปกรณ์มีการใช้พลังงานคิดเป็น 50% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ใช้ภายในโรงงาน การเปลี่ยนไปใช้มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง จะมีศักยภาพในการประหยัดพลังงานได้ประมาณ 3% แต่ปัจจุบันยังมีอุปสรรคที่สำคัญประการหนึ่งในการส่งเสริมให้มีการนำมอเตอร์ประสิทธิภาพสูงมาใช้งานคือราคาแพงกว่ามอเตอร์ทั่วไป 20%
กลุ่มที่ 2	▪ เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor)	▪ เครื่องอัดอากาศเป็นอุปกรณ์ที่การใช้กันเป็นจำนวนมากในโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งมีการใช้พลังงานประมาณ 13% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดภายในโรงงาน การปรับปรุงการใช้งานเครื่องอัดอากาศให้มีประสิทธิภาพสูง มีการจัดการที่ดี สามารถประหยัดพลังงานได้ประมาณ 20%
	▪ เครื่องทำน้ำเย็น (Chiller)	▪ เครื่องทำน้ำเย็นจำเป็นที่จะต้องใช้มอเตอร์เป็นตัวขับ ดังนั้นในการวิเคราะห์การประหยัดพลังงานในระบบจึงมุ่งเน้นไปที่การประหยัดพลังงานจากการทำงานของมอเตอร์และการจัดการให้อุปกรณ์ในระบบทำงานอย่างสัมพันธ์กัน จะสามารถทำให้เกิดประหยัดพลังงานได้ประมาณ 15%

5.4.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

อุปกรณ์พื้นฐานที่สำคัญที่มีการใช้กันโดยทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม จะประกอบไปด้วย มอเตอร์ (Motor) เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor) เครื่องทำน้ำเย็น (Chiller) และหม้อไอน้ำ (Boiler) ปัจจุบันการอนุรักษ์พลังงานในอุปกรณ์พื้นฐานและการเพิ่มประสิทธิภาพด้านพลังงานของเทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรมมีปัญหาและอุปสรรคที่สำคัญหลายด้านดังแสดงในตารางที่ 5.4-21

ตารางที่ 5.4-21 ปัญหาและอุปสรรคในการอนุรักษ์พลังงาน

ประเภท	ปัญหา / อุปสรรค
อุปกรณ์พื้นฐาน (มอเตอร์ หม้อไอน้ำ เครื่องอัดอากาศ และเครื่องผลิตน้ำเย็น)	(1) ค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าได้รับการพิจารณาในระดับรอง นอกจากในอุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานสูง (2) ขาดข้อมูลเกี่ยวกับศักยภาพและโอกาสของการประหยัดพลังงานในอุตสาหกรรม (3) อุตสาหกรรมส่วนใหญ่ให้ความสำคัญสูงสุดต่อการผลิต แต่การประหยัดพลังงานได้รับความสำคัญในลำดับรอง (4) ความไม่อยากที่จะเปลี่ยนระบบซึ่งทำงานได้เป็นที่น่าพอใจอยู่แล้ว (5) งบประมาณในการลงทุนเพื่อซื้ออุปกรณ์ที่ประหยัดพลังงาน และงบประมาณที่จ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าอยู่ต่างหมวดกัน ดังนั้นผลกระทบของการประหยัดพลังงานจึงไม่ชัดเจน (6) ตลาดเน้นไปในด้านของอุปกรณ์และชิ้นส่วนมากกว่าที่แก้ปัญหาให้ทั้งระบบ (7) ขาดมาตรการส่งเสริมที่เป็นแรงจูงใจให้มีการใช้อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพเชิงพลังงานสูง
เทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการต่างๆ ในการผลิต	(1) เหมือนปัญหาและอุปสรรคของอุปกรณ์พื้นฐานทั้ง 7 ข้อ (2) ขาด ESCOs ที่มีความชำนาญเฉพาะด้านในการให้คำแนะนำ ปรึกษา และช่วยเหลือทางเทคนิค

5.4.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในการผลิต

ตารางที่ 5.4-22 ช่องว่างองค์ความรู้ และขีดความสามารถในเชิงการผลิตเทคโนโลยีเพื่ออนุรักษ์พลังงานในภาคอุตสาหกรรม

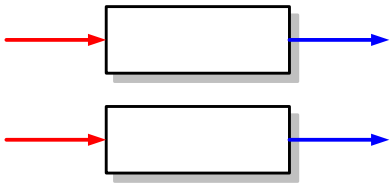
ประเภทเทคโนโลยี	ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต	ศักยภาพที่จะพัฒนา/ผลิตเองในประเทศ
เทคโนโลยีพื้นฐานทั้ง 4 ประเภท	▪ ด้านวัสดุ ยังขาดการวิจัยและพัฒนาในด้านวัสดุที่จะนำมาใช้เป็นส่วนประกอบในการผลิตอุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพสูง ▪ บุคลากร ยังขาดผู้เชี่ยวชาญด้านการอนุรักษ์พลังงานในภาคอุตสาหกรรมและขาดขีดความสามารถในการซ่อมแซม บำรุงรักษาอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดจนการออกแบบอุปกรณ์ประหยัดพลังงานขั้นสูง เช่น หม้อไอน้ำประสิทธิภาพสูงซึ่งต้องมีความดันสูง ▪ การวิจัย กิจกรรมวิจัยยังมีน้อย ยังไม่สามารถพัฒนาอุปกรณ์เหล่านี้ให้ใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์ได้	M M M
เทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการผลิต	▪ บุคลากร ขาดบุคลากรที่จะออกแบบและพัฒนาเทคโนโลยี ▪ การวิจัย ขาดขีดความสามารถและความสนใจในการวิจัยเพื่อพัฒนาเทคโนโลยี	M L

*H = high ; M = medium, ; L = low

5.5 ผลการประเมินเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า/ความร้อนร่วม (CHP) โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ

5.5.1 สถานภาพเทคโนโลยี (Technology Status Overview)

CHP (Combined heat and power หรือ Cogeneration) คือ การผลิตความร้อนและไฟฟ้าพร้อมกันโดยมีการใช้งานทั้งคู่ เทคโนโลยีที่ใช้เพื่อวัตถุประสงค์ดังกล่าวมีหลายประเภท แต่ต้องมีสององค์ประกอบหลัก ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบนำความร้อนกลับมาใช้ (Heat recovery system) จุดเด่นของระบบ CHP คือ มีประสิทธิภาพเหนือกว่าการผลิตไฟฟ้าและความร้อนแยกกันค่อนข้างมาก ดังตัวอย่างในรูปที่ 5.5-1

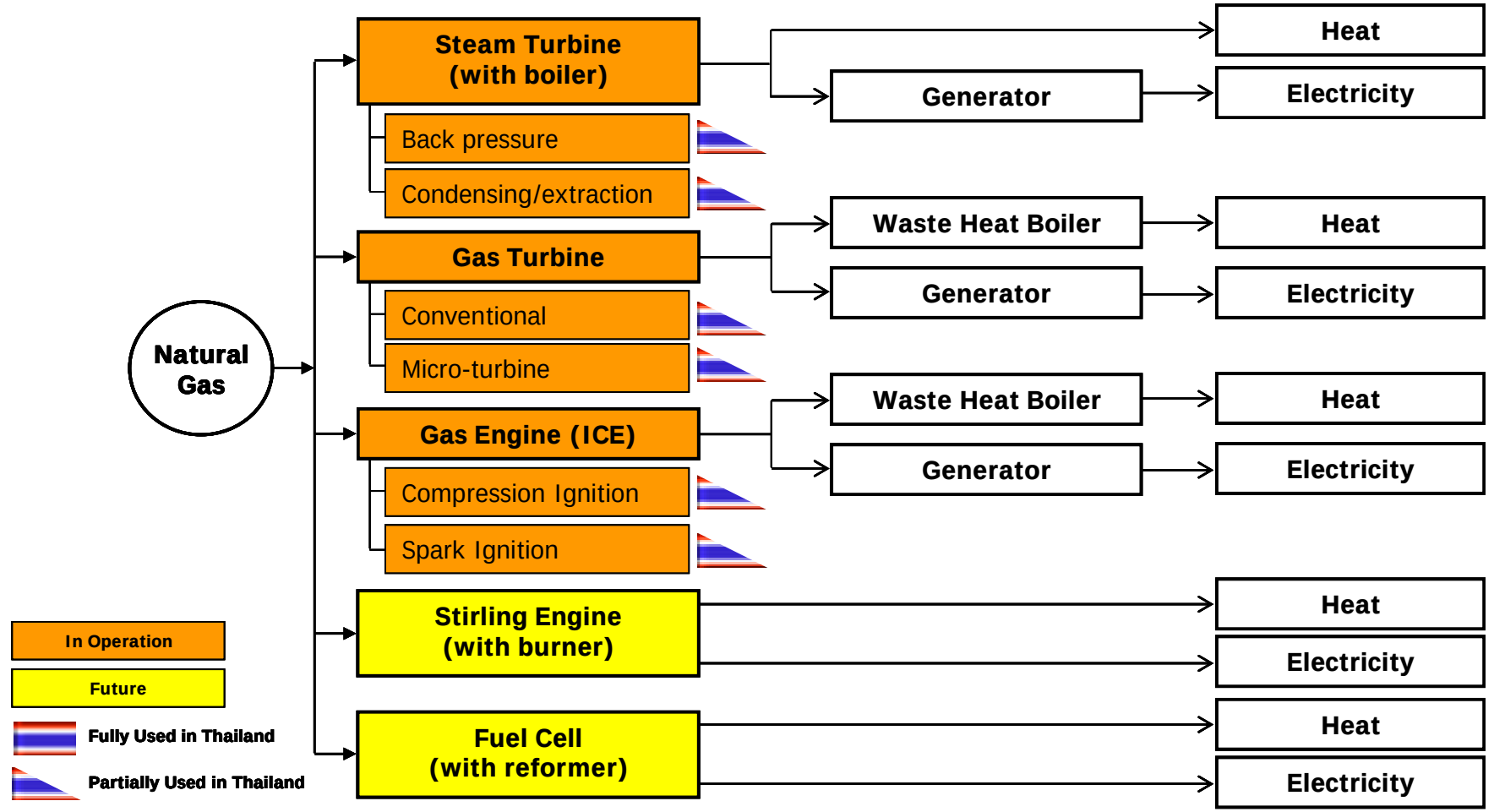
Separate Production of Electricity and Heat	
	Overall efficiency $\eta = \frac{36+80}{200} \times 100 = 58\ \%$
CHP (Cogeneration)	
	$\eta = \frac{30+55}{100} \times 100 = 85\ \%$

รูปที่ 5.5-1 ประสิทธิภาพของระบบ CHP เทียบกับระบบดั้งเดิม

เทคโนโลยี CHP ทั้งที่ใช้อยู่อย่างแพร่หลายในเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันและที่ยังไม่แพร่หลายแสดงในรูปที่ 5.5-2 ทั้งนี้สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยีแต่ละประเภทดังกล่าวสรุปได้ดังตารางที่ 5.5-1

ตารางที่ 5.5-1 สถานภาพปัจจุบันของเทคโนโลยี CHP

ประเภทเทคโนโลยี	สถานภาพ	
	ทางสากล	ในประเทศ
1. Steam turbine (50 kWe – 250 MW_e)		
■ Backpressure	■ ใช้อย่างแพร่หลาย	■ มีใช้อยู่บ้าง
■ Condensing (with extraction)	■ ใช้อย่างแพร่หลาย	■ มีใช้อยู่บ้าง
2. Gas turbine		
■ Conventional (500 kWe-40 MW_e)	■ ใช้อย่างแพร่หลาย	■ มีใช้น้อยราย
■ Micro-turbine (30 – 350 kW_e)	■ เริ่มมีการใช้บ้าง แต่ยังไม่แพร่หลายและไม่นานพอที่จะพิสูจน์ความคงทนในระยะยาว	■ มีใช้น้อยมากและอยู่ในรูปการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว
3. Gas engine (หรือ Internal Combustion Engine)		
■ Compression–ignition (diesel) (high speed < 4 MW_e, low speed < 65 MW_e)	■ ใช้อย่างแพร่หลายกับดีเซล	■ มีใช้อยู่บ้าง
■ Spark–ignition (up to 2 MW_e)	■ ใช้อย่างแพร่หลายกับแก๊สธรรมชาติ	■ มีใช้อยู่บ้าง
4. Stirling Engine (<4 kW_e)	■ เป็นเทคโนโลยีที่พิสูจน์มานานแล้ว แต่การใช้ยังไม่แพร่หลาย ระยะหลังเริ่มได้รับความสนใจมากขึ้นในระดับ Micro-cogeneration	■ ยังไม่มีการใช้
5. Fuel cell (0.2 – 250 kW_e)	■ ยังอยู่ในขั้นการพัฒนา ■ มีใช้อยู่บ้างแต่จำนวนน้อยมาก	■ ยังไม่มีการใช้ (ปตท. กำลังติดตั้งระบบสาธิต)



รูปที่ 5.5-2 Natural-Gas Based Combine Heat and Power (CHP) Technology Overview

5.5.2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

เทคโนโลยี CHP แต่ละประเภทมีข้อดี/ข้อเสีย หรือ จุดเด่น/จุดด้อย ดังนี้

ตารางที่ 5.5-2 ข้อดีข้อเสียของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ

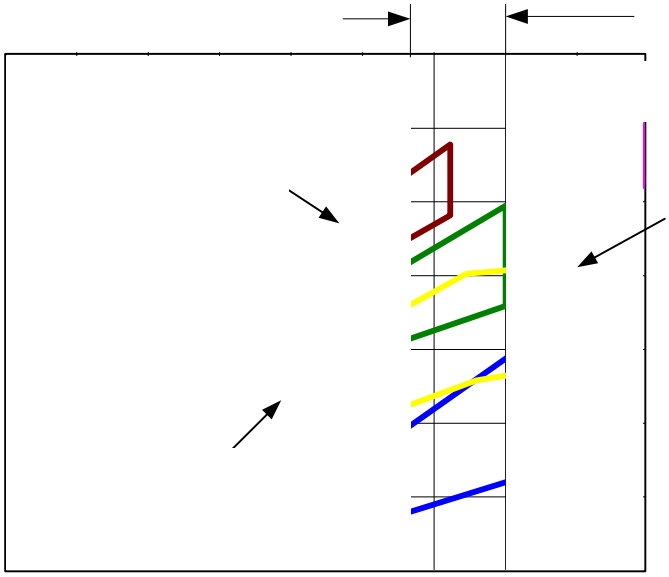
การเปรียบเทียบเทคโนโลยี CHP แต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
Steam turbine ขนาดที่ใช้ 50 kW_e – 250 MW_e	1. ประสิทธิภาพโดยรวมสูง 2. ใช้ได้กับเชื้อเพลิงทุกประเภท 3. ปรับเปลี่ยน Heat / Power ratio ได้อย่างยืดหยุ่น 4. ช่วงขนาดของระบบกว้างมาก 5. อายุใช้งานนานและน่าเชื่อถือ	1. Heat / Power ratio สูง 2. ต้นทุนสูงไม่คุ้มค่ากับการใช้ในระดับ CHP ซึ่งมีขนาดเล็ก 3. Start – up ช้า (1 ชม. – 1 วัน ขึ้นอยู่กับขนาด)
Gas turbine ขนาดที่ใช้ 500 kW_e – 40 MW_e	1. ความน่าเชื่อถือสูง เดินเครื่องได้นานโดยไม่ต้องมีการบำรุงรักษา 2. ให้ความร้อนคุณภาพสูงสำหรับใช้งานต่อ 3. ความเร็วสูงคงที่ทำให้ควบคุมความถี่ของกระแสไฟฟ้าได้ดี 4. อัตราส่วนกำลังต่อน้ำหนักสูง 5. ไม่ต้องมีน้ำหล่อเย็น 6. ต้นทุนต่อ kWe ค่อนข้างต่ำ 7. ใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิด (เช่น ดีเซล LPG, naptha ฯลฯ) 8. ระดับมลพิษต่ำ	1. จำนวนขนาดของหน่วย (Unit sizes) มีจำกัด 2. ประสิทธิภาพเชิงกลต่ำกว่าเครื่องยนต์แบบลูกสูบ 3. ต้องป้อนก๊าซด้วยความดันสูงหรือใช้ In – house booster 4. เสียงดัง 5. ประสิทธิภาพต่ำที่ภาระ (Load) ต่ำ (แต่เดินเครื่องได้อย่างต่อเนื่องในภาวะดังกล่าว) 6. กำลังตกเมื่ออุณหภูมิบรรยากาศสูงขึ้น 7. เวลาซ่อม (ยกเครื่อง) นาน
Gas engine (แบบลูกสูบ) ขนาดที่ใช้ SI: <5 MW_e CI: high speed (1,200 RPM) $\leq$ 4	1. ประสิทธิภาพสูงในช่วงภาระกว้าง 2. ต้นทุนต่อ kWe ค่อนข้างต่ำ 3. การเดินเครื่อง part – load มีความยืดหยุ่น (30 – 100%) โดยประสิทธิภาพยังคงสูงอยู่ 4. เดินเครื่องแบบ "Island mode" ได้ โดยสามารถตามภาระได้ 5. Start–up ได้เร็วภายใน 15 วินาที ถึง Full load (ขณะที่ Gas	1. ต้องมีการหล่อเย็นแม้ว่าความร้อนที่ได้รับกลับคืนจะใช้งานไม่ได้ 2. อัตราส่วนกำลังต่อน้ำหนักต่ำ 3. แรงไม่สมดุล (Out–of balance forces) ต้องการฐานรากที่มั่นคง 4. เกิดเสียงจากความถี่ต่ำ (Low frequency noise) รบกวน 5. ค่าบำรุงรักษาสูง 6. ระดับมลพิษค่อนข้างสูง

การเปรียบเทียบเทคโนโลยี CHP แต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
MW_e low speed (60–275 RPM) $\leq$ 65 MW_e	turbine ใช้เวลา 0.5–2 ชม.) 6. Multi–fuel capability และใช้กับน้ำมันเตาได้ด้วย 7. ซ่อมบำรุง (ยกเครื่อง) ได้ ณ สถานที่ติดตั้งโดยช่างปกติ 8. ต้นทุนต่ำสำหรับเครื่องขนาดเล็ก 9. เดินเครื่องด้วยก๊าซความดันต่ำได้ (จนถึง 1 บาร์)	
Stirling engines <u>ขนาดที่ใช้</u> Low Shaft Power 250-800 Watt High Shaft power 3000 Watt	<u>ด้านเทคนิค</u> 1. ประสบการณ์ยาวนานสำหรับเครื่องยนต์ที่มีกำลังแรงม้าสูง 2. ชิ้นส่วนเคลื่อนที่ (Moving parts) น้อย แรงเสียดทานต่ำ 3. ไม่มีห้องเผาไหม้ภายในเครื่อง 4. ประสิทธิภาพเชิงทฤษฎีสูง 5. เหมาะสำหรับการผลิตแบบมวลมาก (Mass production) <u>สำหรับ Micro – cogeneration</u> 1. ไม่จำเป็นต้องมีหม้อน้ำต่างหาก 2. การผลิตไฟฟ้าอิสระจากการผลิตความร้อน 3. ระดับมลพิษต่ำ 4. ควบคุมง่าย 5. สร้างเป็น interchangeable unit (?) ได้	1. ประสบการณ์น้อยมาก 2. ต้นทุนสูง
Micro – turbine <u>ขนาดที่ใช้</u> 30 kW_e – 350 kW_e	1. ความน่าเชื่อถือสูงเนื่องจากชิ้นส่วนเคลื่อนที่น้อย 2. ติดตั้งง่าย 3. ต้องการการบำรุงรักษาน้อย 4. ขนาดกะทัดรัด 5. น้ำหนักเบา 6. ระดับเสียงยอมรับได้ 7. ราคาแข่งขันได้ถ้าสร้างเป็นจำนวนมาก	1. ต้นทุนสูง 2. ประสิทธิภาพทางกลค่อนข้างต่ำ 3. จำกัดการใช้งานประเภท Cogeneration แบบอุณหภูมิต่ำ

การเปรียบเทียบเทคโนโลยี CHP แต่ละประเภท		
เทคโนโลยี	**จุดเด่น**	**จุดด้อย**
	8. ระดับมลพิษต่ำ 9. อุณหภูมิไอเสียสูง เหมาะสำหรับการนำมาใช้ประโยชน์ 10.คุณภาพไฟฟ้าที่ผลิตยอมรับได้	
Fuel cell <u>ขนาดที่ใช้</u> 200 W_e – 250 kW_e	1. ระดับมลพิษต่ำ 2. ระดับเสียงต่ำ 3. ประสิทธิภาพสูงในช่วงภาระกว้าง 4. แบบ modular มีความยืดหยุ่นในเรื่องสถานที่ติดตั้ง และใช้เวลาสร้างสั้น 5. เดินเครื่องแบบอัตโนมัติ ปรับภาระได้ง่าย ต้องการการบำรุงรักษาต่ำ 6. ใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิด แต่ต้องมี Processing ยกเว้นไฮโดรเจนบริสุทธิ์ 7. Heat to power ratio ยืดหยุ่นได้ 8. ความร้อนที่ได้เป็นแบบคุณภาพสูงหรือต่ำ ขึ้นอยู่กับแบบและประเภทของ Fuel cell	1. ต้นทุนสูง 2. ความคงทนต่ำ 3. Power density ต่ำ 4. Start-up ใช้เวลานาน 5. เสื่อมเร็ว 6. เกิด Corrosion ถ้าใช้ Electrolytes ที่เป็นของเหลว หรือมีกำมะถันในเชื้อเพลิง 7. ต้องมีการ process เชื้อเพลิงก่อนถ้าไม่ใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์

5.5.3 เศรษฐศาสตร์และศักยภาพเชิงตลาด

ตารางที่ 5.5-3 แสดงข้อเปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์ของเทคโนโลยี CHP แบบต่าง ๆ ในทางสากลซึ่งจะเห็นได้ว่าในบรรดาเทคโนโลยีที่มีการใช้แพร่หลายอยู่ในปัจจุบัน เมื่อพิจารณาเฉพาะช่วงขนาดกำลังติดตั้ง (Installed capacity) = 50 kW_e – 10 MW_e ซึ่งเป็นขนาดที่มักใช้ในระบบ CHP ต้นทุนต่อหน่วยกำลังติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ (Steam turbine) จะสูงกว่าเครื่องยนต์ก๊าซธรรมชาติ (NG Engine) และกังหันก๊าซ (Gas turbine) ทั้งนี้สาเหตุส่วนหนึ่งคือประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของกังหันไอน้ำต่ำกว่าในช่วงกำลังผลิตดังกล่าว ดังแสดงในรูปที่ 5.5-3



รูปที่ 5.5-3 Electrical Power Output versus Efficiency for Different Cogeneration Technologies

ในกรณีของประเทศไทย คณะนักวิจัยได้ทำการประเมินเชิงเศรษฐศาสตร์และตลาดของเทคโนโลยี CHP เฉพาะ Gas engine และ Gas turbine เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่มีโอกาสใช้มากที่สุดซึ่งมีผลสรุปโดยย่อดังตารางที่ 5.5-4

ตารางที่ 5.5-3 Summary Table of Typical Costs and Performance Characteristics by Cogeneration Technology Type*

Technology	Units	Steam Turbine [1)]	NG Engine	Gas Turbine	Micro Turbine	Fuel Cell
Power efficiency (HHV)	[%]	15-38	22-40	22-36	18-27	30-63
Overall efficiency (HHV)	[%]	80	70-80	70-75	65-75	65-80
Effective electrical efficiency	[%]	75	70-80	50-70	50-70	60-80
Typical capacity	[MW_e]	0.2-800	0.05-5.0	1-500	0.03-0.35	0.01-2.0
Typical power to heat ratio		0.1-0.3	0.5-1.0	0.5-2.0	0.4-0.7	1-2
Part-load		O.K.	O.K.	O.K.	O.K.	good
CHP installed costs	[US$/$kW_e$]	300-900	900-1,500	800-1,800	1,300-2,500	2,700-5,300
O&M costs	[US$/$kW_e$]	<0.004	0.007-0.02	0.003-0.0096	0.01 (projected)	0.005-0.04
Availability	[%]	Near 100	92-97	90-98	90-98	>95
Hours to overhauls		>50,000	24,000-60,000	30,000-50,000	5,000-40,000	10,000-40,000
Start up time		1hr – 1 day	10 sec	10min- 1 hr	60 sec	3hrs - 2 days

* Data are illustrative values for typically available systems

[1)] For steam turbine, not entire boiler package

ตารางที่ 5.5-4 สรุปผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์และตลาดในประเทศไทย

เทคโนโลยี	ข้อวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	ศักยภาพเชิงตลาด
1. Gas engine	<u>อาคารควบคุม</u> (มีระบบทำความเย็นแบบ Absorption) ■ กำลังติดตั้งต่ออาคารโดยเฉลี่ย ไฟฟ้า : 518 kW_e การทำความเย็น : 427 kW_R ■ ต้นทุนระบบ : 1,300 USD/kW_e ■ จำนวนชั่วโมงการทำงานของระบบ : 3,500 ■ ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ : 80% ■ ราคาก๊าซธรรมชาติ : 0.85 บาท/kWh ■ ผลประโยชน์ต่อปี : 2.53 ล้านบาท ■ ระยะเวลาคืนทุน : - 10.7 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 2.80 บาท/kWh) - 8.9 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 3.64 บาท/kWh) - 6.3 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 4.29 บาท/kWh)	■ อาคารควบคุมเป้าหมาย 1,137 แห่ง จากทั้งหมด 1,701 แห่ง ที่มีโอกาสเชื่อมต่อกับท่อก๊าซธรรมชาติตามแผนของ ปตท. และมีการใช้ไฟฟ้ารวม 1,970 GWh
	<u>โรงงานควบคุม</u> (ผลิตไอน้ำและไฟฟ้า) ■ กำลังติดตั้งต่อโรงงานโดยเฉลี่ย 1 MW_e ■ ต้นทุนระบบ : 900 USD/kW_e ■ ชั่วโมงการทำงานต่อปี : 7,422_hr/yr ■ การผลิตไฟฟ้า : 10.8 GWh/ปี ■ การผลิตความร้อน : 12.5 GWh/ปี ■ ประสิทธิภาพของ Co-gen : 82% ■ ราคาซื้อก๊าซธรรมชาติ : 0.85 บาท/kWh ■ ผลประโยชน์ (การลดค่าใช้จ่ายพลังงาน) : 16.3 ล้านบาท/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน : - 3.2 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 2.8 บาท/kWh) - 2.4 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 3.3 บาท/kWh)	■ โรงงานควบคุมจำนวน 699 แห่ง ที่มีโอกาสใช้ก๊าซธรรมชาติตามแผนของ ปตท. โดยแต่ละแห่งมีศักยภาพที่จะใช้ Gas engine ในระบบ CHP จำนวน 1 ชุด ขนาด 1.46 MW_e โดยเฉลี่ย
2. Gas turbine	<u>โรงงานควบคุม</u> (ผลิตไอน้ำและไฟฟ้า) ■ กำลังติดตั้ง 10 MW_e ■ ต้นทุนระบบ : 950 USD/kW_e ■ ประสิทธิภาพรวม : 82% ■ ชั่วโมงการทำงานต่อปี : 7312 hr/yr ■ ผลประโยชน์ (การลดค่าใช้จ่ายพลังงาน) : 100 ล้านบาท/ปี ■ ระยะเวลาคืนทุน : - 3.8 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 2.8 บาท/kWh) - 2.8 ปี (ราคาขายไฟฟ้า 3.3 บาท/kWh)	■ โรงงานควบคุมจำนวน 118 แห่ง ที่มีโอกาสใช้ก๊าซธรรมชาติตามแผนของ ปตท. โดยใช้ Gas turbine ขนาด 10 MW_e จำนวน 177 1 ชุด

5.5.4 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี

ในบริบทของประเทศไทย ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี CHP ในแง่ความพร้อมที่จะนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์โดยคำนึงถึงทั้งความน่าเชื่อถือ ประสิทธิภาพระบบ ต้นทุน และค่าใช้จ่าย รวมทั้งความยากง่ายในการควบคุม ตลอดจนผลกระทบเชิงสิ่งแวดล้อม (ระดับมลพิษ) แล้ว พบว่าในระยะใกล้ถึงกลาง เทคโนโลยีที่น่าจะนำมาใช้มากที่สุด คือ Gas Engine กับ Gas Turbine โดยเฉพาะ Gas Engine นั้นมีความเหมาะสมสำหรับกำลังติดตั้งไม่เกิน 5 MWe ซึ่งมีที่ใช้งานอยู่เป็นจำนวนมาก ทั้งนี้ ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยีแบ่งออกได้เป็น 3 กลุ่ม ดังตารางที่ 5.5-5

ตารางที่ 5.5-5 ลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี CHP

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
กลุ่มที่ 1	1. Gas engine	1. เทคโนโลยีเครื่องยนต์แบบลูกสูบเป็นเทคโนโลยี CHP ที่ได้รับการพัฒนามานานแล้ว ต้นทุนค่อนข้างต่ำ ประสิทธิภาพสูงในช่วงภาระกว้าง Start-up ได้เร็ว ทำงานที่ Part-load ได้อย่างยืดหยุ่นและมีประสิทธิภาพ ซ่อมบำรุงง่าย มักมีขนาดไม่เกิน 4MW$_e$ สามารถใช้ประโยชน์จากความร้อนได้ทั้งในรูปของไอน้ำ น้ำร้อน (ใช้มากที่สุด) และลมร้อนจึงเหมาะกับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดเล็ก – กลาง ซึ่งมีเป็นจำนวนมาก
	2. Gas turbine	2. เทคโนโลยี Gas turbine มีการใช้งานเพื่อผลิตไฟฟ้ามาหลายทศวรรษ ขนาดที่ใช้กับ CHP มักอยู่ในช่วง 1-15 MWe ต้นทุนค่อนข้างต่ำ ระดับมลพิษต่ำ ต้องการการซ่อมบำรุงน้อยครั้ง เหมาะกับการใช้งานที่ต้องมีความต่อเนื่องทั้งเพื่อผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ หรือน้ำร้อน โดยเฉพาะการผลิตไอน้ำมีความเหมาะสมมาก เพราะมีความร้อนทิ้งคุณภาพสูง และเหมาะกับความต้องการไอน้ำปริมาณมากในโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ อย่างไรก็ตาม การ start-up ใช้เวลานานกว่า Gas engine (0.5 – 2 ชั่วโมง)
กลุ่มที่ 2	1. Steam turbine	1. Steam turbine เป็นเทคโนโลยีที่สามารถใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว โดยประสิทธิภาพทางความร้อนเป็น 33%หรือใช้ในลักษณะ CHP ซึ่งมีประสิทธิภาพโดยรวม 77% (EE 23% และ HE 54%) steam turbine แบ่งได้เป็นสองประเภทคือ Back pressure turbine มีความดันทางออกสูงกว่าความดันบรรยากาศ และ Condensing turbine มีความดันทางออกต่ำกว่าความดันบรรยากาศ Steam turbine บางชนิดยอมดึงไอน้ำออกไปใช้งานหรือปรับเปลี่ยนขนาดของ condenser ได้ซึ่งทำให้มีความยืดหยุ่นด้านการใช้งาน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 50 kWe – 100 MWe สามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิด อย่างไรก็ตาม ราคาทั้งระบบค่อนข้างสูงซึ่งจะคุ้มค่าเมื่อมีขนาดใหญ่ ช่วงเวลาการเริ่มเดินเครื่องนาน สัดส่วนกำลังความร้อนต่อกำลังไฟฟ้า
	2. Micro– turbine	2. Micro turbine เหมาะสำหรับการใช้งานขนาดเล็ก (30 – 350 kW$_e$) มีความน่าเชื่อถือสูง ติดตั้งง่าย ค่าใช้จ่ายการซ่อมบำรุงต่ำ และระดับมลพิษต่ำ แต่ต้นทุนสูงและประสิทธิภาพเชิงกลค่อนข้างต่ำ แม้ว่าจะมีการใช้งานบ้างแล้ว แต่ก็ไม่นานเพียงพอที่จะพิสูจน์อายุการใช้งาน
กลุ่มที่ 3	1. Stirling engine	1. Stirling engine เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนามานานแล้ว แต่การใช้งาน

ลำดับ	เทคโนโลยี	ข้อสังเกต
	2. Fuel cell	สำหรับ Micro – cogeneration boiler (0.2 – 4 kW_e) เพิ่งเกิดขึ้นไม่นาน โดยที่การใช้งานระดับเล็กมากนี้ไม่เหมาะทั้ง Gas engine และ Gas turbine ปัจจุบันเทคโนโลยี Micro – cogeneration ยังอยู่ระหว่างการพัฒนา แม้ว่าจะมีการใช้งานบ้างแล้ว ทั้งนี้ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ายังไม่สูงนัก (ไม่เกิน 25% สำหรับเครื่องขนาด 3 kW_e) แต่ในทางทฤษฎี อาจปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าได้ถึงอย่างน้อย 25% และประสิทธิภาพโดยรวม 90% 2. Fuel cell เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้งานบ้างแล้วในขนาดที่ต่ำกว่า 1 MW_e ส่วนขนาดใหญ่กว่านี้ยังอยู่ระหว่างการพัฒนาในระยะต้น ข้อได้เปรียบที่สำคัญคือ ระดับมลพิษต่ำมาก แต่ต้นทุนสูง

5.5.5 ปัญหาและอุปสรรคหลัก

การใช้ระบบ CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมีความเป็นไปได้สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมและอาคารที่อยู่ใกล้ท่อก๊าซธรรมชาติ โดยในกรณีหลังนั้น เป็นการใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าพร้อมกับการทำความเย็นด้วยระบบ Absorption ปัจจุบันการใช้ระบบ CHP ยังไม่แพร่หลายในประเทศไทย เนื่องจากมีปัญหาและอุปสรรคที่สำคัญดังนี้

ปัญหาและอุปสรรคหลักของการใช้ระบบ CHP	
ประเภท	**ปัญหา / อุปสรรค**
เทคนิค	1. ท่อก๊าซยังมีจำกัด 2. จำนวนชั่วโมงใช้งานต่อปี (กรณีอาคาร) ค่อนข้างต่ำ 3. ประสบการณ์ภายในประเทศยังน้อย
เศรษฐศาสตร์	1. ราคาก๊าซสำหรับ CHP ยังไม่ต่ำพอ (เมื่อเทียบกับที่ขายให้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่) 2. ราคาขายของไฟฟ้าที่ผลิตได้ยังต่ำ 3. ค่าไฟฟ้าสำรองราคาสูงและมีความซ้ำซ้อน 4. ค่าเชื่อมต่อ (อุปกรณ์) มีราคาสูง
กฎระเบียบ	1. นิยามของ CHP แคบเกินไป 2. มีข้อจำกัดในการขายไฟฟ้าส่วนเกิน 3. ขาดการให้รางวัลเพื่อชดเชยผลการลดมลพิษ ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อส่วนรวม 4. ขาดการสนับสนุนในเชิงภาษี
การตลาด	1. ผู้ประกอบการยังขาดความตระหนักถึงประโยชน์ของ CHP 2. ขาดความตระหนักเกี่ยวกับทางเลือกทางการเงิน 3. ขาดการให้รางวัลจูงใจผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP ที่ช่วยลดภาระของการไฟฟ้า 4. การถูกควบคุมปริมาณการจ่ายไฟ

5.5.6 ช่องว่างองค์ความรู้/ขีดความสามารถในเชิงการผลิต

เนื่องจากเทคโนโลยี Gas engine กับ Gas turbine จะเป็นเทคโนโลยีที่คาดว่าจะมีการนำมาใช้มากที่สุดทั้งในและต่างประเทศ ในที่นี้จึงกล่าวถึงช่องว่างองค์ความรู้ในทางสากลและขีด

ความสามารถในการผลิตและใช้งานภายในประเทศ เฉพาะของเทคโนโลยีสองประเภทดังกล่าวเท่านั้น ทั้งนี้เทคโนโลยี Steam turbine และ Stirling engine มีการประเมินไว้แล้วในสาขาการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ ตามลำดับ ช่องว่างองค์ความรู้ที่สำคัญทั้งในประเทศและทางสากล แสดงดังตารางที่ 5.6-6

ตารางที่ 5.5-6 ช่องว่างองค์ความรู้และศักยภาพในการพัฒนาของประเทศไทย

เทคโนโลยีที่ 1 : Gas Engine			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1. Combustion chamber design	■ การพัฒนา Pre-combustion chamber เพื่อผสมอากาศกับเชื้อเพลิงหรือเผาไหม้เชื้อเพลิงบางส่วนก่อนเข้าห้องเผาไหม้หลัก ซึ่งเป็นกุญแจสำคัญสำหรับเครื่องยนต์แบบ Low-NOx, Lean-burn	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**M** (ทำได้ในระดับดัดแปลงเครื่องยนต์)
2. Fuel injection/ timming	■ การพัฒนาระบบที่ปรับ Injection rate shaping ได้พร้อมกับ Volumetric fuel control ที่แม่นยำเพื่อ Optimize การเผาไหม้เพื่อลดมลพิษและเพิ่มประสิทธิภาพ	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	**L**
3. High power density	■ การพัฒนาเพื่อเพิ่มอัตราส่วนกำลังต่อขนาดของเครื่องยนต์แบบ Turbocharged (หรือ Power density) ซึ่งจะทำให้ขนาดของเครื่องยนต์เล็กลง และเป็นการลดต้นทุนต่อ kW_e แต่อาจต้องใช้วัสดุที่คงทนขึ้น	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	
4. Engine durability	■ การพัฒนาเพื่อเพิ่มความคงทน โดยเพิ่มความแข็งแรงของวาล์ว Crankshafts เสื้อสูบ ลูกสูบ และ Cylinder head เป็นต้น เนื่องจากต้องทนต่อ Compression ratios ที่สูงขึ้น	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	
5. Advanced sensors and controls	■ การพัฒนาระบบควบคุมการจุดระเบิด และ Sensors หยั่งสัญญาณ Detonation เพื่อให้ Cylinder timing มีความเหมาะสมที่สุด	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	

เทคโนโลยีที่ 1 : Gas Engine			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
	(Optimum) ฯลฯ		
6. Inition	■ การพัฒนานวัตกรรมในการจุดระเบิดสำหรับเครื่องยต์ประสิทธิภาพสูง โดยใช้ระบบจุดระเบิดด้วยหัวสปาร์คพลังงานสูง (ใช้ในเครื่องยนต์ดีเซลแบบ Advanced เครื่องยนต์เบนซินและก๊าซธรรมชาติ) เช่น การจุดระเบิดระบบด้วย Glow plug และ Laser เป็นต้น	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	

เทคโนโลยีที่ 2 : Gas Turbine			
ประเด็นหลัก	**ช่องว่างองค์ความรู้ในการพัฒนา/ผลิต**		**ศักยภาพในประเทศ**
	ทางสากล	**ในประเทศ**	
1. Combustion chamber design	■ การพัฒนาวัสดุที่ทำให้ใช้ Compression ratio และ/หรืออุณหภูมิได้สูงขึ้น (นำไปสู่ประสิทธิภาพสูงขึ้น เช่น วัสดุที่มี Creep strength, Resistance to thermal fatigue, Oxidation และ Thermal corrosion (เช่น วัสดุ เซรามิคส์ ฯลฯ)	■ ไม่มีการศึกษาเรื่องนี้โดยเฉพาะ ■ มีประสบการณ์ใช้ Gas turbine ในระดับโรงไฟฟ้าค่อนข้างยาวนาน ■ ขาดขีดความสามารถในการซ่อมบำรุง Gas turbine	**M** (มีองค์ความรู้ด้านวัสดุเซรามิคส์)
2. Recuperation	■ การพัฒนา Recuperation (เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่ออุ่นอากาศสำหรับการเผาไหม้ด้วยไอเสีย) ที่มีประสิทธิผลมากขึ้นและอุณหภูมิสูงขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	
3. Intercooling	■ การพัฒนาระบบ Intercooling (การลดอุณหภูมิของอากาศที่ถูกอัดในระหว่างแต่ละ Stage ของ Compressor) ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งจะทำให้ลด “งาน” ของ Compressor ในการอัดและทำให้การหล่อเย็นกังหันดีขึ้น อันเป็นการเพิ่มกำลังและประสิทธิภาพ	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	
4. Improved cooling	■ การพัฒนาวิธีการหล่อเย็นใบพัดกังหันเพื่อให้สามารถเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงขึ้น และยืดอายุการใช้งานของชิ้นส่วนต่างๆ เช่น transportation cooling and Vortex cooling	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	
5. Ability to burn low-value fuels	■ การพัฒนา gasifier สำหรับเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ และเทคโนโลยีการทำความสะอาดก๊าซเพื่อใช้กับกังหันก๊าซได้	■ ยังไม่มีการศึกษาเรื่องนี้	

เอกสารอ้างอิง

(ที่ปรากฏในรายงานวิจัยกลุ่มย่อยในภาคผนวก)

- **ภาคการขนส่ง**

1. กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน Available URL: http://www.dede.go.th/dede/
2. กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน กระทรวงพลังงาน รายงานพลังงานประเทศไทยปี 2547
3. กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน กระทรวงพลังงาน รายงานน้ำมันเชื้อเพลิงประเทศไทยปี 2547
4. กองนโยบายและแผนพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (2543)
5. "ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์" Available online: http://www.eppo.go.th/doc/doc-NGV.html#01
6. ฝ่ายสถิติ กลุ่มวิชาการและวางแผน สำนักจัดระบบการขนส่งทางบก การขนส่งทางบก Available URL: http://www.dlt.go.th/statistics_web/statistics.html
7. สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ Available URL: http://www.nesdb.go.th/econSocial/macro/nad.htm
8. Addy, J.M., Bining, A., Norton, P., Peterson, E. Campbell, K. and Bevillaqua O., 2000, "Demonstraiion of Catepillar C10 Dual Fuel Natural Gas Engine in Commuter Buses," SAE Paper 2000-01-1386.
9. Aslam, M.U., Masjuki, H.H., Kalam, M.A., Abdesselam, H., Mahlia, T.M.I. and Amalina, M.A., 2006, "An Experiment investigation of CNG as an Alternative Fuel for a Retrofitted Gasoline Vehicle," **Fuel**, Vol., 85, pp. 717 – 724.
10. Crookes, R.J., "Comparative Bio-Fuel Performance in Internal Combustion Engine," Accepted to be published in Biomass and Bioenergy.
11. Kato, K.,Igarashi, K., Masuda, M,Otsubo, K., Yasuda,A., Tekeda, K., and Sato, T., 1999, "Development of Engine for Natural Gas Vehicle," SAE Paper 1999-01-0574.
12. Ullman, T.L., Smith, L.R., Anthony, J.W., Slodiwske, W.J.,Trestrail., B., Cook, A.L.,Bunn, W.B., Lapin, C.A., Wright, K.J. and Clark, C.R., 2003, "Comparison of Exhaust Emission, Including Toxic Air Contaminants from School Bus in Compressed Natural Gas, Low Emitting Diesel, and Conventional Diesel Engine Configurations," SAE Paper 2003-01-1381.
13. Available from: http://www.hybridcars.com/history.html
14. Available from: http://www.hybridcars.com/calculator/index.php
15. Aubin, K. and Smith, H., 2001, "Evaluation of Tailpipe Emission and Cold Start Performance of E85 Vehicles from the 2000 Ethanol Challenge," SAE Paper 2001-01-0678.
16. Australasian Natural Gas Vehicles Council (1997), "The Natural Energy.", Newsletter of the ANGVC Issue 2
17. Australasian Natural Gas Vehicles Council (1999), "Vehicle Fuel for the Future.", Distributed at the NGV Conference 1999
18. Azar C., Berndes, G., Hanson, J. and Grahn, M., 2006, "On Brazilian Ethanol and the Ecological Footprint," Bioscience, Vol. 56, Issue, 1, pp. 5.
19. Bolling, C. and Suarez, N.R., 2001, "The Brazilian Sugar Industry: Recent Development," Sugar and Sweetener Situation&Outlook/SSS-232/September, Economic Research Service/USDA. pp 14 – 18.
20. Chanchaona S, Suwantragul B, Sasivimolphan S, Jugjai S, Chuntasiriwan SA. (1997) "Study of strategies for energy conservation in vehicles.", Department of Mechanical Engineering, King Mongkut's University of Technology Thonburi (KMUTT)
21. Clark,j C., Zhang, Y. and Varde, K., 2005, "Investigation of Combustion and Emission from Gasoline-Ethanol Fueled Engine," Reported to The Univesity of Michican – Dearbon, 20p.

22. Cowart, J.S., Boruta, W.E., Daiton, J.D., Dona, R.F., Rivard II, F.L., Furby, R.S., Piontkowski, J.A., Seiter, R.E. and Takai, R.M., 1995, "Powertrain Development of the 1996 Ford Flexible Fuel Taurus," SAE Paper 952751.
23. Davis, G. and Heil E.T., 2000, "The Development and Performance of a High Blend Ethanol Fueled Vehicle," SAE Paper 2000-01-1602.
24. Institut Français du Pétrole (IFP), "The Future of Hybrid Vehicles." Available URL: www.ifp.fr/IFP/en/files/cinfo/ IFP-Panorama05_08-VehiculesHybridesVA.pdf
25. International Energy Agency (IEA) (2002), "Bus Systems for the Future Achieving Sustainable Transportation Worldwide.",Available URL: http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1091
26. International Association for Natural Gas Vehicles, "Latest International NGV Statistics.",Available URL: http://www.iangv.org/default.php?PageID=130
27. Ku, J., Huang, Y., Hollowell, B., Belle, S., Matthews, R. and Hall, M., 2000, "Conversion of a 1999 Silverado to Dedicated E85 with Emphasis on Cold Start and Cold Driveability," SAE 2000-1-0590.
28. Jia, L.W., Shen, M.Q., Wang, J. and Lin, M.Q., 2005, "Influence of Ethanol – Gasoline Blended Fuel on Emission Characteristics from a Four-Stroke Motorcycle Engine," Journal of Hazardous Materials, A123, pp 29 – 34.
29. Joshep Jr., H., "Alcohol Fueled Vehicles Flex Fuel Vehicles, the Ethanol Application as Vehicular Fuel in Brazil," Presentation.
30. Krabin, I., 2005, "Roundtable: Success with Bioengergy The Brazil Experience," World Congress 2005: World Agricultural Forum, St Luis, Missouri, USA.
31. Kremer, F.G. and Fachetti, A., 2000, "Alcohol as Automotive Fuel – Brazil Experience," SAE Paper 2000-01-1965.
32. Lee, S.H., Kim, I.T., Kim, Y.J. and Park, S.S., 1993, "Performance and Exhaust Emissions of Hyundai Flexible Fuel Vehicle," SAE Paper 931986.
33. Myung, C.L., Lee, S.H., Shin, Y.G., Park, K.S., Park, S.S. and Lee, H.S., 1993, "Research and Development of Hyundai Flexible Fuel Vehicles (FFVs)," SAE Paper 930330.
34. Nurettin DemirdÖven and John Deutch, Hybrid Cars Now, "Fuel Cell Cars Later.", *Science* 13 August 2004: Vol. 305. no. 5686, pp. 974 – 976 Available URL: http://www.sciencemag.org
35. Norman L. Newhouse, Ph.D., P.E. and Dale B. Tiller, P.E. (1998) "Development of All–Composite NGV Fuel Containers.", Prepared for Presentation at the NGV '98 International Conference
36. Orbital Engine Company, 2003, Market Barriers to the Uptake of Biofuel Study, A Testing Based Assessment to Determine Impacts of a 20% Ethanol Gasoline Fuel Blended on the Australian Passenger Vehicle Fleet – 2000 hr Materail Compatibility Testing, Report to Environment Australia," May, 30p.
37. Peter C. Flynn (2002), "Commercializing an alternate vehicle fuel: lessons learned from natural gas for vehicles." Department of Mechanical Engineering, Poole Chair in Management for Engineers, University of Alberta, Alberta, Canada
38. Popuri, S.S.S. and Bata, R.M., 1993, "A Performance Study of Iso-Butanol-, Methanol-, and Ethanol-Gasoline Blends Using a Single Cylinder Engine," SAE Paper 932953.
39. Sinor, J.E. and Bailey, B.K., 1993, "Current and Potential Future Performance of Ethanol Fuels," SAE Paper 930376.
40. Somporn Tanatvanit, Bundit Limmeechokchai, Supachart Chungpaibulpatana. (2003) "Sustainable energy development strategies: implications of energy demand management and renewable energy in Thailand.", Renewable and Sustainable Energy Reviews, issue 7, pp 367–395

41. Timothy T. Maxwell and Jesse C. Jones (1995), Alternative Fuels: Emissions, Economics and Performance, Society of Automotive Engineers, Inc.
42. Wenguang Wang, Xiaobo Sun, Reda Bata, Mridul Gautam, Nigel Clark, G. Micheal Palmer, and Donald Lyons, "A Study of Emissions from CNG and Diesel Fueled Heavy-Duty Vehicles." West Virginia University
43. Kester, C., 2005, "Diesel versus Hybrids, Comparing the Environmental Costs," World Watch Magazine, Vol. 18, No. 4, pp. 19 – 21.
44. Romm, J.J. and Frank, A.A., 2006, "Hybrid Vehicles Gain Traction," Scientific American, April, pp 56 – 63.
45. Robert E. Uhrig (2005), "Using Plug-in Hybrid Vehicles to Drastically Reduce Petroleum-Based Fuel Consumption and Emissions.", THE BENT of Tau Beta Pi : Spring 2005, pp. 13-19
46. Nurettin Demirdoven and John Deutch (2004), "Hybrid Cars Now, Fuel Cell Cars Later.", Science, Vol. 305, pp. 974-976

- **ภาคอาคารพาณิชย์และบ้านพักอาศัย**

1. แผนกวิจัยภาระไฟฟ้า กองเศราฐกิจพลังไฟฟ้า ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของระบบการไฟฟ้านครหลวงปีงบประมาณพ.ศ.2529 การไฟฟ้านครหลวง พ.ศ.2530
2. บริษัทเบอร์ราจำกัด รายงานลักษณะการไฟฟ้าในประเทศไทยประจำปี พ.ศ.2539 จัดทำเพื่อสำนักงานคณะกรรมมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ2540
3. คณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า รายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติพ.ศ.2547
4. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2547 กระทรวงพลังงานพ.ศ.2549
5. กรมแรงงาน การจัดประเภทมาตราฐานอุตสาหกรรม(ประเทศไทย) กระทรวงมหาดไทย พ.ศ.2515

- **ภาคอุตสาหกรรม**

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2546). รายงานพลังงานของประเทศไทย 2546, กระทรวงพลังงาน
2. สำนักงานเศรษฐกิจอุตสาหกรรม (2547). รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาต้นทุนการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรม เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาพอุตสาหกรรมไทย, กระทรวงอุตสาหกรรม
3. สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ, URL:http://www.nesdb.go.th
4. Worrell,E.,Price,L and Galitsky, C.,May2004.Emerging Energy-Efficient Technologies in industry: Case Studies of Selected Technologies (Online).Available URL:http:// 64.70.252.93/newfiles/Final_Report/III_Efficiency/
5. Worrell,E.,Price,L and Galitsky, C.,2004.Emerging energy-efficient technologies for industry (Online).Available URL:http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=2928&context=lbnl
6. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, January 2005. Industrial Technologies program: Summary of Program Result for CY 2003 (Online).Available URL:http://www.pnl.gov/impacts/Canadian Industrial Energy Data and Analysis Centre (CIEEDAC)
7. Australian Greenhouse Office, September 2005, Benchmarking of Electric Motor Efficiency Levels in Five Asian Countries (Online).Available URL: http://www.apec-

esis.org/whatsnew/AGO%20motors%20benchmarking%20report%20--%20draft%20--%2022apr05.zip

8. Turboccor, January 2004, Frictionless Compressor (Online).Available URL: http://www.turbocor.com/literature/pdfs/articles/frictionless.pdf#search=%22reprinted%20from%20%20hpac%20engineering%202004%22
9. ขุนพล สังข์อารียกุล (2548). คอมเพรสเซอร์แบบไร้แรงเสียดทาน, วาสารสมาคมเครื่องทำความเย็นไทย,ฉบับที่14,หน้า 6-8
10. Environmental Resources Management, Executive Summary–motor ,1999 (Online).AvailableURL:http://www.eppo.go.th/encon/MEPS/4 esmotors.pdf#search=%22ERM%201999%20%20motor%22
11. IEA Energy Technology Perspectives, 2006
12. Ernst Worrell, Lynn Poiec and Christina Gatitsky, “Emerging Energy-Efficient Technologies in Industry : Case studies of Selected Technologies”, Ornest Orlando Lawrence Berekley National Laboratory, (LBNL-54828), May 2004
13. Washington State University Cooperative Extension Energy Program, Energy Efficiency Fact Sheet: Centrifugal Chillers-High Efficiency, WSUCEEPOO-138, 2003
14. Energy Innovations Initiations Technical Fact Sheet on Chiller Systems, National Resources Canada, 2002

- **ระบบ CHP กับอาคารและอุตสาหกรรม**

1. Study of the economics of example cogeneration schemes; AEA Technology, July 2004 (File CHP – economy)
2. DEDE archives, Bangkok, 2005
3. Hadley, S. W., Kline, K. L., Livengood, S. E., Van Dyke, J. W.: Analysis of CHP Potential at Federal Sites, 2002, DOE, http://www.osti.gov/bridge
4. CDM Business opportunities: http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/thaienv.html
5. Clean Development Mechanism (CDM): http://unfccc.int/kyoto_mechanisms/cdm/items/2718.php
6. http://www.energy.pointcarbon.com
7. Pacudan, R., Lee, M-K.: Overview of the CDM market and CER,
8. 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
9. COUNCIL RESOLUTION of 18 December 1997 on a Community strategy to promote combined heat and power (98/C 4/01)
10. Thailand Energy Strategy and Policy, http://www.eppo.go.th
11. Thailand Energy Situation in 2003,
12. An Energy Overview of the Kingdom of Thailand, http://www.fe.doe.gov/international/EastAsia_and_Oceania/thaiover.html
13. PTT Public Company, http://www.pttplc.com
14. DISTRIBUTED ELECTRICAL AND HEAT ENERGY GENERATION IN THAILAND (Preliminary estimation of potential), D. Gvozdenac, Bangkok, Sep 2004 (report for JGSEE)
15. Cooling, Heating, and Power for Industry: A Market Assessment, Prepared for: Energy Efficiency and Renewable Energy U.S. Department of Energy Washington, DC and Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, Prepared by: Resource Dynamics Corporation Vienna, VA, www.rdcnet.com, 2003

16. Potential Assessments for Implementation of Natural Gas in Industry, Bangkok, 2005-2006 (Reports 1 – 9 prepared for JGSEE