เศรษฐศาสตร์ พลังงาน นิวเคลียร์

รายงานวิจัย

โดย Stephen Thomas, Peter Bradford,
Antony Froggatt และ David Miborrow

เทคโนโลยี
เศรษฐศาสตร์
ทางเลือก
และกรณีศึกษา

GREENPEACE

www.greenpeace.or.th

รายงานเศรษฐศาสตร์ พลังงานนิวเคลียร์

บทสรุปผู้บริหาร **น.**
ต้นทุนการก่อสร้างสูงขึ้น 4
เวลาก่อสร้างสูงขึ้น 4
อุปสงค์การก่อสร้างลดลง 4
เทคโนโลยีที่ยังไม่ได้รับการทดสอบ 4
ไม่เป็นที่ต้องการของตลาด 5
การพยากรณ์ที่ไม่น่าเชื่อถือ 5
ต้องการเงินอุดหนุน 6
กรณีศึกษาร่วมสมัย โรงไฟฟ้า Olkiluoto ฟินแลนด์ 7
ทางเลือก 8
ประวัติผู้เขียน 9

บทที่ 1 เทคโนโลยี: สถานภาพและโอกาส **10**
ประสบการณ์ในอดีต 11
วิเคราะห์การก่อสร้างในอดีต หลักฐานที่ได้จากการเรียนรู้ 11
การก่อสร้างยาวนานขึ้น 12
ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ 13
การก่อสร้างที่ลดลง 15
คำสั่งซื้อในปัจจุบัน 16
ความเฟื่องฟูหรือเสื่อมโทรมของนิวเคลียร์? 16
โรงไฟฟ้าที่สร้างไม่เสร็จ 18
คำสั่งซื้อใหม่ 20
โรงไฟฟ้ายุค III/III+ ประสบการณ์และสถานภาพ 22
เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดัน (PWRs) 22
เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำเดือด 24
(Boiling Water Reactor: BWR)
เครื่องปฏิกรณ์แบบแคนดู (Candus) 25
เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ระบายความร้อนด้วยก๊าซอุณหภูมิสูง 25
(High Temperature Gas Reactor: HTGR)
โรงไฟฟ้ายุค IV 26
ช่องว่างทางเทคโนโลยี 26
เศรษฐศาสตร์ 27

บทที่ 2 เศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ **29**
ปัจจัยหลักที่กำหนดต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์ 30
ต้นทุนคงที่ 30
ต้นทุนผันแปร 34
ผลกระทบจากการเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้า 35
ประสบการณ์ในสหรัฐฯ 35
การปฏิรูปไฟฟ้าในที่อื่น 36
การจัดการความเสี่ยงในตลาดไฟฟ้าแบบแข่งขัน 37
ระยะเวลาการก่อสร้าง 37
ความพึ่งพาได้ 38
ข้อตกลงจัดซื้อไฟฟ้า 38
ภาระรับผิดชอบในระยะยาว 39
งานศึกษาล่าสุดเกี่ยวกับต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์ 40
และสาเหตุที่ข้อมูลแตกต่างกัน
Rice University 40
Lappeenranta University of Technology 40
Performance and Innovation Unit 40
Scully Capital 41
MIT 41
The Royal Academy of Engineering 42
PB Power 42
University of Chicago 42
Canadian Energy Research Institute 42
International Energy Agency/Nuclear Energy Agency 42
OXERA 43
UK Energy Review 2006 43
การพยากรณ์ในระยะยาว 43
ราคาเชื้อเพลิง 43
อัตราดอกเบี้ย 45
ราคาคาร์บอน 45

บทที่ 3การฟื้นตัวของนิวเคลียร์ ? **47**
ฟินแลนด์ คำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Olkiluoto 48
ความเป็นมาของพลังงานนิวเคลียร์ในฟินแลนด์ 48
เงื่อนไขเชิงพาณิชย์ของคำสั่งซื้อ 48
ผู้ซื้อ 49
ประสบการณ์ถึงปัจจุบัน 49
บทเรียน 50
ฝรั่งเศส Flamanville 51
อังกฤษ 51
ขนาดของโครงการ การสนับสนุนจากรัฐบาล และประโยชน์ที่ได้รับ 51
สมมติฐาน 53
การประเมินโครงการพลังงานนิวเคลียร์ที่เสนอโดยอังกฤษ 56
สหรัฐฯ 57
จีน 59
เครื่องปฏิกรณ์ที่อยู่ในแผนก่อสร้าง 59
เครื่องปฏิกรณ์ที่เสนอก่อสร้าง 60

บทที่ 4 พลังงานหมุนเวียน ทรัพยากร เศรษฐศาสตร์และความเป็นไปได้ **61**
ทรัพยากรและศักยภาพ ภาพรวม 62
โอกาสในอนาคต 63
ต้นทุน 63
พลังงานลม 64
เซลแสงอาทิตย์ (PV) 65
ไฟฟ้าพลังความร้อนจากแสงอาทิตย์ (Solar Thermal Electric) 66
ไฟฟ้าพลังน้ำ 66
ชีวมวล 66
พลังงานความร้อนใต้พิภพ 67
กระแสน้ำขึ้นลง (Tidal barrages) 67
พลังงานคลื่น 68
พลังงานกระแสคลื่นที่เกิดจากน้ำขึ้นน้ำลง (Tidal stream energy) 68
ต้นทุนไฟฟ้า 68
ต้นทุนและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน
การผนวกรวมกับระบบพลังงานหลัก
สรุป 69

ภาคผนวก ก **70**
การส่งออกเครื่องปฏิกรณ์
การรวมตัวของบริษัทผู้ผลิต 71
พลังงานนิวเคลียร์และสถาบันการเงินนานาชาติ 71
หน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออก (Export credit agencies) 73

ภาคผนวก ข **74**
การให้ทุนสำหรับภาระรับผิดชอบระยะยาว
เกริ่นนำ 74
ประสบการณ์จากอังกฤษ 74
การจัดการเงินกองทุนเพื่อการปลดระวางที่ดีกว่า 78

ภาคผนวก ค **80**
การปฏิวัติพลังงาน พลังงานยั่งยืนในระดับโลก
ประสิทธิภาพของพลังงานในยุคปฏิวัติพลังงาน 80
อุตสาหกรรม 80
การขนส่ง 80
ครัวเรือน/ภาคบริการ 80
การผลิตไฟฟ้า 80

เชิงอรรถ **82**

บทสรุปผู้บริหาร

ในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมา คำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ใหม่ลดลงอย่างมากทั่วโลก เหตุผลประการหนึ่งคือเศรษฐกิจที่ตกต่ำ ซึ่งเป็นเหตุให้คนละทิ้งพลังงานนิวเคลียร์

อุตสาหกรรมพลังงานนิวเคลียร์ของพลเรือนดำเนินงานมากว่า 50 ปี ในช่วงเวลาอันยาวนานเช่นนี้ ตามธรรมดาแล้วน่าจะก่อให้เกิดการพัฒนาด้านเทคโนโลยีและการเรียนรู้ใหม่ ๆ ซึ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจดีขึ้น อย่างไรก็ตาม อุตสาหกรรมนิวเคลียร์กลับไม่ได้ดำเนินไปตามแบบแผนดังกล่าว

ต้นทุนการก่อสร้างสูงขึ้น
หลายประเทศพบว่าต้นทุนการก่อสร้างโครงการพลังงานนิวเคลียร์สูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้มาก ในสหรัฐอเมริกา จากการประเมิน 75 เครื่องปฏิกรณ์ทั่วประเทศชี้ให้เห็นว่าในขณะที่งบประมาณที่ตั้งไว้มีรวมกันที่ 45,000 ล้านเหรียญสหรัฐ แต่ต้นทุนการก่อสร้างที่แท้จริงกลับเป็น 145,000 ล้านเหรียญ ในอินเดีย ประเทศซึ่งยังคงมีการก่อสร้างโครงการพลังงานนิวเคลียร์อยู่ในปัจจุบัน แต่ต้นทุนเฉลี่ยที่แท้จริงของการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ 10 เครื่องล่าสุดอยู่สูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้อย่างน้อย 300%

เวลาก่อสร้างสูงขึ้น
ระยะเวลาก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โดยเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจาก 66 เดือนเมื่อกลางทศวรรษ 1970 เป็น 116 เดือน (เกือบ 10 ปี) ในระหว่างปี 2538 ถึง 2543

ระยะเวลาก่อสร้างที่ยาวนานขึ้นเป็นสัญญาณที่ชี้ถึงปัญหาอันเนื่องมาจากการออกแบบเครื่องปฏิกรณ์ที่มีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้นและยากต่อการจัดการ

อุปสงค์การก่อสร้างลดลง
ในปัจจุบันเครื่องปฏิกรณ์เพียง 22 แห่งที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างในโลก ส่วนใหญ่ (17 เครื่อง) ก่อสร้างในเอเชียและ 16 จาก 22 เครื่องสร้างตามเทคโนโลยีของจีน อินเดียและรัสเซีย เทคโนโลยีเหล่านี้ไม่มีโอกาสจะส่งออกไปยังประเทศอุตสาหกรรม (OECD) แน่นอน

การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ 5 เครื่องเริ่มต้นขึ้นเมื่อกว่า 20 ปีที่แล้ว และโอกาสที่จะสร้างให้เสร็จตามกำหนดการยังมีความไม่แน่นอน อีก 14 เครื่องเริ่มการก่อสร้างแล้ว แต่มีคำสั่งให้ชะลอการก่อสร้างออกไปในปัจจุบัน โดยมี 10 เครื่องอยู่ในยุโรปตอนกลางและตะวันออก การก่อสร้างโครงการนิวเคลียร์ที่น้อยลงอย่างมากทำให้แนวโน้มการพยากรณ์ต้นทุนมีความไม่แน่นอน

เทคโนโลยีที่ยังไม่ได้รับการทดสอบ
อุตสาหกรรมนิวเคลียร์กำลังส่งเสริมเครื่องปฏิกรณ์ยุคใหม่ (ยุค III และ III+) ด้วยความหวังว่าจะมีคำสั่งซื้อมากมายในอนาคตอันใกล้

เครื่องปฏิกรณ์ยุค III เครื่องปฏิกรณ์ยุค III เพียงแห่งเดียวที่เดินเครื่องอยู่ได้แก่ เครื่องปฏิกรณ์ขั้นสูงแบบน้ำเดือด (Advanced Boiling Water Reactor: ABWR) ซึ่งพัฒนาขึ้นในญี่ปุ่น จนถึงสิ้นปี 2549 มีเครื่องปฏิกรณ์แบบดังกล่าวที่ใช้งานอยู่ 4 เครื่อง และอีก 2 เครื่องกำลังก่อสร้างในไต้หวัน ต้นทุนการก่อสร้างทั้งหมดของเครื่องปฏิกรณ์ 2 เครื่องแรกสูงกว่าที่ประมาณการณ์ไว้มาก ในเวลาต่อมายังเกิดปัญหาขึ้นโดยเฉพาะการปริแตกในบริเวณใบพัดของกังหันของโรงไฟฟ้าทั้งสองแห่ง การซ่อมแซมชั่วคราวอาจทำให้สามารถใช้งานโรงไฟฟ้าได้ภายในปี 2550 โดยต้องเดินเครื่อง 10-15% ต่ำกว่าความสามารถที่ออกแบบไว้ จนกว่าจะมีการผลิตกังหันใหม่ขึ้นมา

เครื่องปฏิกรณ์ยุค III+ ในปัจจุบันยังไม่มีการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ยุค III+ จนแล้วเสร็จ มีอยู่เครื่องเดียวที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและเป็นเทคโนโลยีการออกแบบที่ได้รับการโฆษณาอย่างกว้างขวางได้แก่ เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันยุคใหม่ (Pressurised Water Reactor: PWR) และโดยเฉพาะเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์น้ำอัดความดันแบบยุโรป (EPR) ของบริษัท Areva และเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ของบริษัท Westinghouse

เครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR เป็นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในยุค III+ เพียงแห่งเดียวที่อยู่ระหว่างที่โรงไฟฟ้า Olkiluoto ในประเทศฟินแลนด์ดังกรณีศึกษาด้านล่าง

เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ได้รับการพัฒนาต่อยอดจากรุ่น AP600 (ยุค III) คุณสมบัติของรุ่น AP600 ได้แก่

1. เพิ่มระดับความปลอดภัยแบบที่ไม่ต้องใช้มนุษย์เข้าไปเกี่ยวข้องในกรณีเกิดอุบัติเหตุ (Passive Safety) และ
2. การประหยัดจากขนาด (economy of scale) (จากการสร้างเครื่องปฏิกรณ์ขนาดใหญ่ขึ้นแทนที่จะเน้นที่ การสร้างจำนวนมากขึ้น) เป็นข้อมูลที่คาดการณ์เกินความจริง

เครื่องปฏิกรณ์แบบ AP600 ผ่านกระบวนการตรวจสอบความปลอดภัยของสหรัฐฯ และได้รับใบอนุญาตความปลอดภัยเมื่อปี 2542 แต่ในขณะนั้นการออกแบบเครื่องปฏิกรณ์รุ่นดังกล่าวดูจะไม่สอดคล้องกับหลักเศรษฐศาสตร์ และไม่มีการนำเครื่องปฏิกรณ์

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ในสหราชอาณาจักร

รุ่นนี้ออกขาย มีการเพิ่มกำลังการผลิตขึ้นเป็นประมาณ 1,150 เมกะวัตต์ด้วยความหวังว่าถ้าการประหยัดจากขนาดเพิ่มขึ้นจะทำให้การออกแบบเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้สามารถแข่งขันได้โดยเพิ่มกำลังผลิตขึ้น 80% ในขณะที่ต้นทุนจะเพิ่มขึ้นเพียง 20%

เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 มีการนำเสนอขายเพียงครั้งเดียว กล่าวคือการประมูลเครื่องปฏิกรณ์ยุค III+ ในจีนเมื่อปี 2547 และบริษัทก็ได้รับสัญญาเมื่อเดือนธันวาคม 2549

การออกแบบอย่างอื่นที่กำลังพัฒนาขึ้นมาประกอบด้วยเครื่องปฏิกรณ์ความดันน้ำขั้นสูงแบบ CANDU (Advanced CANDU Reactor: ACR-1000) และเครื่องปฏิกรณ์แบบระบายความร้อนด้วยก๊าซอุณหภูมิสูง (High Temperature Gas Reactors: HTGRs) เครื่องปฏิกรณ์แบบหลังซึ่งได้รับการพัฒนามากที่สุดเป็นการออกแบบของประเทศอัฟริกาใต้ได้แก่ เครื่องปฏิกรณ์แบบ Pebble Bed Modular Reactor (PBMR) ข้อมูลของโครงการดังกล่าวได้รับการเผยแพร่เป็นครั้งแรกเมื่อปี 2541 โดยคาดหวังว่าจะมีคำสั่งซื้อในเชิงพาณิชย์เป็นครั้งแรกในปี 2546 อย่างไรก็ตาม ปัญหาจากการออกแบบที่มากกว่าที่คาดการณ์ไว้ การถอนตัวของผู้สนับสนุนทุนและความไม่มั่นใจของผู้ร่วมโครงการส่งผลให้โครงการล่าช้าไปอย่างมาก และคำสั่งซื้อเชิงพาณิชย์เป็นครั้งแรกไม่อาจเกิดขึ้นได้อย่างน้อยจนกว่าปี 2557

เครื่องปฏิกรณ์แบบใช้พลูโตเนียมเป็นเชื้อเพลิงยุค IV ยังคงอยู่ในระดับการออกแบบเท่านั้น แม้จะมีผู้เสนอการออกแบบหลายอย่าง แต่ปัญหาทางเทคนิคทำให้เครื่องปฏิกรณ์ในลักษณะนี้ไม่น่าจะมีการนำมาใช้งานอย่างน้อยก็อีกสองทศวรรษ ในขณะเดียวกันยังไม่มีการพิสูจน์ว่าการแปรสภาพเชื้อเพลิงจะมีความคุ้มทุน

ไม่เป็นที่ต้องการของตลาด

เศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์มักถูกตั้งคำถาม การที่ผู้บริโภคหรือรัฐบาลมักจะต้องเป็นผู้แบกรับความเสี่ยงจากการลงทุนของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ทำให้หน่วยงานผู้สร้างไม่ต้องแบกรับความเสี่ยง และสามารถกู้ยืมเงินโดยมีความเสี่ยงน้อยลงทั้งในแง่การเป็นผู้ลงทุนและผู้กู้ยืม

อย่างไรก็ตาม หลังจากปฏิรูปตลาดไฟฟ้าให้มีการแข่งขันมากขึ้นในหลายประเทศ ความเสี่ยงจากต้นทุนจริงที่สูงกว่าประมาณการณ์ได้ถูกผลักไปยังเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้า ซึ่งต้องรับผิดชอบต่อองค์กรการเงินที่ให้ทุนอย่างเช่น ธนาคาร ผู้ถือหุ้นและหน่วยงานจัดอันดับความน่าเชื่อถือทางการเงิน หน่วยงานเหล่านี้มองว่าการลงทุนในโรงไฟฟ้าประเภทใดก็ตามมีความเสี่ยง และมีการเพิ่มอัตราดอกเบี้ยจนทำให้พลังงานนิวเคลียร์แข่งขันได้น้อยลง เหตุผลเบื้องหลังการเปลี่ยนไปสู่ระบบตลาดไฟฟ้าที่แข่งขันก็เนื่องมาจากเจ้าของโครงการโรงไฟฟ้ามีข้อมูลมากกว่า และสามารถควบคุมโดยตรงในการบริหารจัดการ จึงย่อมจะมีหนทางและมีแรงจูงใจที่จะควบคุมต้นทุนให้ต่ำ ผู้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช่นิวเคลียร์พร้อมจะรับความเสี่ยงเหล่านี้ เช่นเดียวกับผู้ให้บริการเพื่อการประหยัดไฟฟ้า ในเวลาต่อมา เนื่องจากผู้บริโภคไม่ต้องการแบกรับความเสี่ยงทางเศรษฐกิจจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่อีกต่อไป พลังงานนิวเคลียร์ซึ่งนอกจากจะมีราคาสูงจนแข่งขันไม่ได้แล้วยังมีความพึ่งพาได้ต่ำ และมักเสี่ยงที่จะมีค่าใช้จ่ายเกินงบประมาณด้วยเหตุดังกล่าว โรงไฟฟ้านิวเคลียร์จึงไม่มีอนาคตในประเทศที่ปฏิรูประบบรับซื้อไฟฟ้าให้แข่งขันมากขึ้น

การพยากรณ์ที่ไม่น่าเชื่อถือ

ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมามีการศึกษาหลายครั้งถึงเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ ค่าของปัจจัยหลักที่นำมาใช้คำนวณต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์แตกต่างไปอย่างมากในแต่ละกรณีศึกษา ยกตัวอย่างเช่น ต้นทุนการก่อสร้างมีการคาดการณ์ไว้ตั้งแต่ระดับ 725-3,600 ยูโร/กิโลวัตต์ ในขณะที่ระยะเวลาก่อสร้างที่คาดการณ์ไว้แตกต่างไปตั้งแต่ 60-120 เดือน ราคาค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้ก็แตกต่างกันมาก ตั้งแต่ระดับราคา 18-76 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง

ต้นทุนการผลิตและต้นทุนคงที่

รายงานการศึกษาล่าสุดโดยรัฐบาลอังกฤษคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้านิวเคลียร์อยู่ที่ 57 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง โดยใช้สมมติฐานที่ค่อนข้างสมเหตุผล กล่าวคือระยะเวลาก่อสร้าง 72 เดือนและค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า 80-85% อย่างไรก็ตาม การที่รัฐบาลอังกฤษประกาศว่าจะไม่มีการให้เงินอุดหนุน หมายถึงว่าอัตราค่าดอกเบี้ยของเงินลงทุนที่ใช้ในการคำนวณน่าจะต่ำถึง 10% ซึ่งดูไม่สมเหตุผล ที่ดูน่าจะเป็นไปได้มากกว่า (ดอกเบี้ย 15% หรือมากกว่านั้น) จะทำให้ราคาค่าไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณ 80 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง

ราคาน้ำมัน

ระยะเวลาก่อสร้างและการเดินเครื่องที่ยาวนานของเครื่องปฏิกรณ์ต้องนำมาพิจารณาประกอบกับผลกระทบที่สำคัญในอนาคตอันไกล ปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งคือราคาน้ำมัน ราคาของน้ำมัน ก๊าซและถ่านหินมีความสัมพันธ์ต่อกันอย่างมาก ราคาน้ำมันจึงมีอิทธิพลต่อราคาไฟฟ้า นับแต่ปี 2542 ราคาน้ำมันสูงขึ้นสี่เท่าซึ่งเป็นเหตุให้ราคาก๊าซและถ่านหินในบางภูมิภาคเพิ่มขึ้นอย่างมาก และเป็นเหตุให้พลังงานนิวเคลียร์ดูจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจมากขึ้น

อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันโลกมักมีความผันผวนดังจะเห็นได้จากวิกฤตการณ์ราคาน้ำมันเมื่อปี 2518 และ 2523 เมื่อราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นจนถึงแปดเท่า อย่างไรก็ตามในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2529 ราคาน้ำมันตกลงอยู่ในระดับปี 2517 ราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงในระหว่างปี 2548/49 เป็นผลมาจากความต้องการน้ำมันที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากการเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็วในเอเชีย หลายคนพยากรณ์ว่าราคาน้ำมันจะทรงตัวอยู่ในระดับประมาณ 60 เหรียญต่อบาร์เรลในช่วงทศวรรษที่จะมาถึง

ราคาน้ำมันอาจส่งผลกระทบอย่างมากต่ออัตราเงินเฟ้อและทำให้อัตราดอกเบี้ยสูงขึ้นดังที่เกิดขึ้นในช่วงวิกฤตราคาน้ำมันเมื่อทศวรรษ 2513 ซึ่งเป็นเหตุให้ความต้องการพลังงานลดลง และส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจของพลังงานนิวเคลียร์ อันเนื่องมาจากต้นทุนการก่อสร้างที่มากมายของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

ราคาของคาร์บอน

ในระยะกลางถึงระยะยาว ราคาของคาร์บอนอาจส่งผลกระทบอย่างมากต่อเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ การนำระบบแลกเปลี่ยนการปล่อยคาร์บอนแห่งยุโรป (European Emissions Trading Scheme) มาใช้นับเป็นการคำนวณราคาคาร์บอนระหว่างประเทศเป็นครั้งแรก อย่างไรก็ตาม ระบบแลกเปลี่ยนดังกล่าวผูกพันกับพิธีสารเกียวโตซึ่งจะมีการเจรจาทบทวนในช่วงหลังปี 2555 ดังนั้นราคาของคาร์บอนในอนาคตจึงมีความไม่แน่นอนอย่างยิ่งแม้แต่ในระยะสั้นก็ตาม ไม่ต้องพูดถึงอีก 60 ปีจากนี้

เนื่องจากการคำนวณราคาคาร์บอนยังเป็นเรื่องใหม่ในตลาดพลังงาน การประเมินผลกระทบที่จะมีต่อความคุ้มทุนของเครื่องปฏิกรณ์หลายแบบจึงทำได้ยาก ความผันผวนของราคาคาร์บอนในตลาดยุโรปนับแต่ก่อตั้งระบบแลกเปลี่ยนเมื่อปี 2548 ทำให้บางครั้งราคาคาร์บอนสูงขึ้นไปถึง 30 ยูโร/ตัน และลดลงมาเหลือเพียง 2 ยูโร/ตัน เมื่อต้นปี 2550 เราจำเป็นต้องมีการประกันราคาคาร์บอนในระยะยาว และยังต้องดูแลให้ราคาอยู่สูงกว่าราคาในตลาดทั่วไป งานศึกษาเมื่อเร็ว ๆ นี้โดยสถาบัน MIT (Massachusetts Institute of Technology) คำนวณว่า “ถ้ากำหนดภาษีคาร์บอนไว้ที่อัตรา 50 เหรียญ/ตันคาร์บอน ต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์จะไม่คุ้มค่าเลยตามสมมติฐานขั้นต้น” งานศึกษาชิ้นนี้ยังประเมินว่าจุดคุ้มทุนของพลังงานนิวเคลียร์ในข้อสมมติฐานเบื้องต้นจะอยู่ที่เมื่อราคาคาร์บอนสูงกว่า 100 เหรียญ/ตันคาร์บอน [1] (71 ยูโร/ตันคาร์บอน)

ยุคเฟื่องฟูของนิวเคลียร์จริงหรือ?

คำว่า “ยุคเฟื่องฟูของนิวเคลียร์” อยู่บนสมมติฐานที่ว่าโรงไฟฟ้าใหม่จะมีต้นทุนต่ำกว่าโรงไฟฟ้าทางเลือกอย่างอื่น ทั้งในแง่เวลาและต้นทุน และจะสามารถเดินเครื่องได้อย่างสม่ำเสมอ และต้นทุนที่จะเกิดจากความรับผิดชอบในระยะยาวอย่างเช่น การกำจัดของเสียและการปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะทรงตัว อย่างไรก็ตาม การจินตนาการไม่น่าเชื่อถือเท่าความจริง จนกว่าพลังงานนิวเคลียร์จะมีเงื่อนไขสอดคล้องกับความยั่งยืนแล้ว ความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นจากการลงทุนในพลังงานนิวเคลียร์ก็จะยังมีมากต่อไป

ต้องการเงินอุดหนุน

เป็นเวลา 29 ปีมาแล้วที่มีการสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ครั้งสุดท้ายในสหรัฐฯ และเป็นเวลา 34 ปีมาแล้วที่มีการสร้างโรงไฟฟ้าได้สำเร็จจริงตามคำสั่งซื้อ หน่วยงานผู้สร้างต้องประสบกับการขาดทุนมากมายในช่วงทศวรรษ 1980 (พ.ศ.2523) เนื่องจากหน่วยงานที่ดูแลเรื่องต้นทุนไม่ต้องการผลักภาระมหาศาลจากโครงการนิวเคลียร์ให้กับผู้บริโภคอีกต่อไป ทำให้หน่วยงานพลังงานต้องแบกรับต้นทุนเพิ่มขึ้น การนำระบบตลาดพลังงานมาใช้ยังทำให้เจ้าของโครงการไม่เพียงต้องรับผิดชอบอย่างเต็มที่ต่อความเสี่ยงเนื่องจากต้นทุนที่สูงกว่าประมาณการณ์แล้ว ยังต้องรับผิดชอบต่อความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้า บทบัญญัติด้านนิวเคลียร์ในพระราชบัญญัตินโยบายพลังงานของสหรัฐฯ ปี 2548 (EPACT 2005) เป็นความพยายามที่จะเปลี่ยนแปลงทิศทางดังกล่าวและให้การคุ้มครองนักลงทุนจากความเสี่ยงทางเศรษฐกิจขนาดใหญ่

บทบัญญัติที่สำคัญในพระราชบัญญัติดังกล่าวให้การคุ้มครองหน่วยงานพลังงานนิวเคลียร์มีดังนี้

- โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่บางแห่งสามารถขอรับการลดหย่อนภาษีการผลิตในอัตรา 18 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมงและอาจมากถึง 125 เหรียญ/1000 เมกะวัตต์ (หรือประมาณ 80% ของรายได้ที่โรงไฟฟ้าได้รับจากการเดินเครื่อง 100%)
- งบประมาณกว่า 80% ที่เป็นต้นทุนของโครงการจะต้องเป็นเงินกู้ยืมที่ได้รับจากรัฐบาลกลาง
- จะต้องมีการประกันภัยความเสี่ยงมากถึง 500 ล้านเหรียญสำหรับเครื่องปฏิกรณ์สองเครื่องแรกและ 250 ล้านเหรียญสำหรับเครื่องปฏิกรณ์เครื่องที่ 3-6 เงินประกันจะได้จากกรณีที่เกิดความล่าช้าซึ่งไม่ได้เป็นความผิดของผู้รับสัมปทาน แต่เกิดจากความล่าช้าของขั้นตอนการออกใบอนุญาต เงินอุดหนุนเหล่านี้อาจมีมูลค่ามากถึง 2-20 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง หากปราศจากเงินอุดหนุนเหล่านี้ บริษัทจากสหรัฐฯ ไม่น่าจะคิดถึงการลงทุนใน

โรงงานแปรรูปเชื้อเพลิงใช้แล้ว Sellafield เมือง Cumbria ประเทศอังกฤษ และเด็ก ๆ จากหมู่บ้าน Seascale ที่อยู่ใกล้ แสดงให้เห็นว่าโรงไฟฟ้าอยู่ใกล้กับชุมชนมาก

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่เลย การค้ำประกันเงินหรือสัญญาของรัฐบาลจะทำให้โครงการพลังงานนิวเคลียร์ไม่ตกอยู่ใต้อิทธิพลของระบบตลาด เช่นเดียวกับในอดีต ผู้บริโภคและผู้เสียภาษีจะเป็นผู้แบกรับต้นทุนต่อไป ในกรณีที่จะมีการให้เงินอุดหนุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ จะต้องมีหลักฐานอย่างหนักแน่นและชัดเจนว่าการกระทำเช่นนี้มีความคุ้มทุนและคุ้มค่าเมื่อพิจารณาจากเงินที่มาจากผู้เสียภาษีและผู้ใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษาร่วมสมัย โรงไฟฟ้า Olkiluoto ฟินแลนด์

โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Olkiluoto ในฟินแลนด์กลายเป็นตัวอย่างโดยทันทีสำหรับการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ที่ผิดพลาดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โดยชี้ให้เห็นปัญหาสำคัญของความล่าช้าในการก่อสร้าง ต้นทุนเกินจริงและเงินอุดหนุนอย่างซ่อนเร้นรัฐบาลได้ให้ใบอนุญาตเพื่อการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Olkiluoto เมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2548 และการก่อสร้างเริ่มขึ้นในฤดูร้อนนั้น เนื่องจากเป็นเครื่องปฏิกรณ์เครื่องแรกที่สร้างขึ้นในยุคตลาดพลังงานไฟฟ้าเสรี โครงการนี้จึงเป็นเสมือนการสาธิตให้เห็น ความเป็นไปได้ของการสั่งซื้อพลังงานนิวเคลียร์ในยุคตลาดไฟฟ้าเสรี และสาธิตให้เห็นแนวทางการออกแบบใหม่ที่ดีขึ้นเพื่อลดความเสี่ยงกับผู้ซื้อ บริษัท Areva เสนอที่จะสร้างโรงไฟฟ้าภายใต้สัญญาแบบครบวงจร (Turnkey) ซึ่งหมายถึงการกำหนดราคาที่หน่วยงานพลังงาน (TVO) จะต้องจ่าย ก่อนการก่อสร้างเริ่มขึ้น ไม่ว่าต้นทุนที่แท้จริงจะเป็นอย่างไรก็ตาม ในสัญญาระบุให้มีการปรับผู้รับเหมาหากการก่อสร้างล่าช้า และกำหนดระยะเวลาก่อสร้างไว้ 48 เดือนนับจากเริ่มเทปูนจนถึงการเดินเครื่องช่วงแรก (first criticality)

การเงิน ที่ผ่านมายังไม่มีการเปิดเผยรายละเอียดด้านการเงิน แต่สมาพันธ์พลังงานหมุนเวียนแห่งยุโรป (European Renewable Energies Federation: EREF) และ Greenpeace ฝรั่งเศสได้ยื่นข้อร้องเรียนต่อคณะกรรมาธิการยุโรปในเดือนธันวาคม 2547 ว่าเงื่อนไขการเงินเหล่านี้ละเมิดมาตรการให้ความช่วยเหลือของรัฐในยุโรป ตามข้อมูลของ EREF ธนาคาร Bayerische Landesbank (ซึ่งถือหุ้นใหญ่โดยรัฐบาลแห่งแคว้นบาวาเรีย เยอรมนี) เป็นผู้นำกลุ่มผู้ให้เงินกู้จำนวน 1.95 พันล้านยูโร หรือประมาณ 60% ของต้นทุนทั้งหมดโดยคิดอัตราดอกเบี้ย 2.6% นอกจากนี้ยังมีหน่วยงานให้สินเชื่อเพื่อการส่งออก (Export credit agencies) สองแห่งที่เกี่ยวข้องได้แก่ Coface ของฝรั่งเศสซึ่งให้เงินกู้เพื่อการส่งออก 610 ล้านยูโร สำหรับวัตถุดิบของบริษัท Areva และหน่วยงานส่งเสริมการส่งออกของสวีเดนที่ให้เงินกู้อีก 110 ล้านยูโร

ในเดือนตุลาคม 2549 คณะกรรมาธิการยุโรปประกาศจะสอบสวนการทำหน้าที่ของ Coface โดยปรกติแล้วหน่วยงานให้เงินกู้เพื่อการส่งออกจะทำงานกับประเทศกำลังพัฒนาที่มีความเสี่ยงด้านการเงินและการเมือง แต่ฟินแลนด์ไม่ใช่ประเทศในกลุ่มนี้อย่างแน่นอน และโดยปรกติแล้วจะไม่มีการปล่อยสินเชื่อให้กับกิจการที่อยู่ในกลุ่มตลาดเดียวกัน

ไม่ว่าการสอบสวนของคณะกรรมาธิการจะมีผลเป็นอย่างไร การเตรียมการเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้า Olkiluoto อยู่บนพื้นฐานการรับความช่วยเหลือมหาศาลจากรัฐ และคงไม่ใช่กรณีที่จะเกิดขึ้นทั่วไปกับโรงไฟฟ้าอื่น ๆ อัตราดอกเบี้ยก็อยู่ต่ำกว่าโครงการที่มีความเสี่ยงการลงทุนในลักษณะเดียวกัน

ปัญหาการก่อสร้าง ในเดือนสิงหาคม 2548 มีการเทปูนเป็นครั้งแรก ทันใดนั้นเองปัญหาต่าง ๆ ก็เกิดขึ้น ในเดือนกันยายน 2548 ปัญหาความแข็งแรงและความพรุนของเนื้อปูนทำให้งานก่อสร้างล่าช้า ในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 งานล่าช้ากว่ากำหนดอย่างน้อย 6 เดือน ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากปัญหาของปูน และอีกส่วนหนึ่งเป็นปัญหามาจากการรับรองคุณสมบัติของท่อความดันและความล่าช้าในการออกแบบด้านวิศวกรรมโดยละเอียด ในเดือนกรกฎาคม 2549 บริษัท TVO ยอมรับว่าโครงการล่าช้าประมาณหนึ่งปีและหน่วยงานผู้ควบคุมแห่งฟินแลนด์คือ STUK ตีพิมพ์รายงานซึ่งระบุถึงปัญหาการควบคุมคุณภาพ ในเดือนกันยายน 2549 ผลกระทบจากปัญหาการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Areva เริ่มปรากฏ ในช่วงหกเดือนแรกของปี 2549 โครงการโรงไฟฟ้า Areva เป็นปัจจัยที่ทำให้รายได้จากการดำเนินงานด้านพลังงานนิวเคลียร์ลดลง 300 ล้านยูโร เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งในอดีตและค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในอนาคตของการก่อสร้างเพิ่มเติม มีการเปิดเผยตัวเลขค่าปรับของความล่าช้าในการก่อสร้างต่อสาธารณะ โดยคิดเป็นอัตรา 0.2% ต่อมูลค่าสัญญาในแต่ละสัปดาห์ที่มีความล่าช้า (จนถึง 1 พฤษภาคม 2552) เป็นเวลา 26 สัปดาห์ และคิดเป็นอัตรา 0.1% ต่อสัปดาห์หลังจากนั้น ในสัญญาระบุเพดานของค่าปรับไว้ที่ 10% คือประมาณ 300 ล้านยูโร ในเดือนธันวาคม 2549 หลังการก่อสร้าง 16 เดือน Arevaประกาศว่าการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ล่าช้าออกไปกว่า 18 เดือน ซึ่งหมายถึงว่าทางบริษัทมีแนวโน้มต้องจ่ายค่าปรับเต็มจำนวน ในปัจจุบัน มีความเป็นไปได้ว่าต้นทุนของโครงการจะสูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้อย่างน้อย 700 ล้านยูโร

ผลกระทบ ขอบเขตและความร้ายแรงของปัญหาที่โรงไฟฟ้า Olkiluoto ยังทำให้ผู้ที่เคลือบแคลงใจประหลาดใจ เป็นที่น่าสงสัย

ว่าจะมีการเยียวยาปัญหานี้อย่างไร การล่าช้าจะดำเนินต่อไปอย่างไร และจะทำให้ต้นทุนสูงขึ้นอีกเพียงใด (และ Areva หรือ TVO จะเป็นผู้รับผิดชอบต้นทุนดังกล่าว) อย่างไรก็ตาม เราได้บทเรียนจำนวนมาก

- มูลค่าไฟฟ้าตามสัญญาที่ 2,000 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งดูเหมือนไม่มีทางเป็นไปได้เนื่องจากลักษณะสัญญาที่บริษัทผู้ก่อสร้างรับผิดชอบแบบครบวงจร (turnkey) และดูเหมือนว่าจะเป็นตัวเลขประมาณการณ์ที่ต่ำกว่าความจริงอย่างมาก ต้นทุนที่แท้จริงน่าจะไม่น้อยกว่าต้นทุนที่ EdF ประมาณไว้ที่ 2,000 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งก็ยังอาจเป็นตัวเลขที่ต่ำกว่าความจริงอยู่ดี
- สัญญาแบบครบวงจรควรเป็นเงื่อนไขสำหรับผู้แข่งขันในตลาดไฟฟ้าเสรี ในอีกด้านหนึ่งหน่วยงานผู้กำกับดูแลอาจจำกัดเพดานการผลักภาระต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในราคาค่าไฟฟ้า การที่ผู้ก่อสร้างยอมรับความเสี่ยงจากต้นทุนที่สูงเกินจริงในกรณีของโรงไฟฟ้า Olkiluoto นั้นเป็นสิ่งที่ถูกตั้งคำถามอย่างหนัก
- การก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จนสำเร็จจำเป็นต้องอาศัยทักษะอย่างมาก การขาดประสบการณ์ร่วมสมัยในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อาจทำให้การดำเนินงานประสบกับความยุ่งยากมากขึ้น
- หน่วยงานกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและเศรษฐกิจต้องเผชิญกับปัญหาท้าทายที่สำคัญ หน่วยงานกำกับดูแลความปลอดภัยของฟินแลนด์ไม่มีประสบการณ์ดูแลการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ใหม่เลยในช่วงกว่า 30 ปีที่ผ่านมา และไม่มีประสบการณ์ที่จะจัดการกับโครงการที่มาจากการออกแบบ “เป็นครั้งแรกในประวัติศาสตร์”

ทางเลือก

แทนที่จะเลือกพลังงานนิวเคลียร์ที่มีปัญหาในอดีตและอนาคตในด้านเศรษฐกิจ เรายังมีแหล่งพลังงานและมาตรการอย่างอื่นที่มีความสามารถด้านการเงินแน่นอนกว่า

มีความตระหนักมากขึ้นถึงการที่เราจะต้องหลีกเลี่ยงการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลัก ทั้งเพื่อบรรยากาศโลกและเหตุผลด้านความมั่นคงของพลังงาน ประสิทธิภาพการใช้พลังงานและแหล่งพลังงานหมุนเวียนสามารถตอบสนองความต้องการนี้ได้

ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

ประสิทธิภาพการใช้พลังงานจะต้องเป็นหลักการสำคัญที่กำหนดนโยบายพลังงานในอนาคต ประสิทธิภาพการใช้พลังงานมีศักยภาพอย่างมาก จากการคำนวณของกระทรวงเศรษฐกิจแห่งฝรั่งเศส การเปลี่ยนแปลงการผลิต การส่งกระแสไฟฟ้าและการใช้พลังงาน (รวมทั้งการขนส่ง) จะช่วยลดการบริโภคพลังงานของโลกได้ครึ่งหนึ่ง เมื่อเทียบกับสภาพที่ดำเนินไปตามปรกติ ทำให้สามารถประหยัดพลังงานในปริมาณเท่ากับน้ำมัน 9,000 ล้านตัน (Mtoe) ต่อปี จนถึงปี 2593 ในปี 2548 ปริมาณการผลิตพลังงานนิวเคลียร์ทั่วโลกอยู่ที่ 627 Mtoe

คณะกรรมาธิการยุโรปเสนอแผนปฏิบัติการเพื่อประสิทธิภาพการใช้พลังงานในเดือนตุลาคม 2549 ซึ่งเรียกร้องให้มีการประหยัดพลังงานเพิ่มขึ้น 20% ทั่วทั้งสหภาพยุโรป ถ้ามีการดำเนินการได้ผลอย่างเต็มที่ จะส่งผลให้สามารถลดการบริโภคพลังงานในสหภาพยุโรปจาก 1,890 Mtoe เหลือเพียง 1,500 Mtoe ภายในปี 2563 และเปรียบเทียบกับ 1,750 Mtoe ในปี 2547 ซึ่งจะส่งผลให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานในยุโรปลดลง 1แสนล้านยูโรต่อปี (เมื่อเทียบกับสภาพการใช้งานแบบปรกติ) มาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานสามารถทำได้โดยแทบไม่มีค่าใช้จ่าย แต่บางมาตรการก็ต้องใช้เงินลงทุนมหาศาล ในประเทศเยอรมนีซึ่งมีระบบเศรษฐกิจซึ่งมีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพสูงอยู่แล้ว แต่มีนักวิเคราะห์เสนอว่าเยอรมนีสามารถลดการบริโภคพลังงานลง 27% ได้ภายในปี 2558 โดยใช้มาตรการ 69 อย่างทั้งในภาคอุตสาหกรรม พาณิชย์และครัวเรือน ซึ่งจะคิดเป็นต้นทุนเฉลี่ย 69 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งจะถือเป็นโครงการประหยัดพลังงานครั้งใหญ่ที่สุดครั้งหนึ่งในทศวรรษ ค่าใช้จ่ายการประหยัดพลังงานน่าจะอยู่ในระดับต่ำกว่าต้นทุนของไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์

แหล่งพลังงานหมุนเวียน

พลังงานหมุนเวียนมีบทบาทมากขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยมูลค่าการลงทุนต่อปีเพิ่มขึ้นจากประมาณ 7,000 ล้านเหรียญในปี 2538 เป็น 38 พันล้านเหรียญในปี 2548 ในระหว่างปี 2548 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ได้มาจากเขื่อนขนาดใหญ่เพิ่มขึ้น 22 กิกะวัตต์ เทียบกับการเพิ่มขึ้นของพลังงานนิวเคลียร์ที่ 3.3 กิกะวัตต์ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการขยายการผลิตเครื่องปฏิกรณ์ที่มีอยู่เดิมมากกว่าการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ใหม่

คาดการณ์ว่าไฟฟ้าพลังน้ำและลมจะมีสัดส่วนต่อการผลิตไฟฟ้ามากที่สุดภายในปี 2563 โดยคิดเป็นประมาณ 2,000 เทอร์ราวัตต์/ปี สำหรับแหล่งพลังงานแต่ละแหล่ง คาดการณ์ว่าเทคโนโลยีทั้งสองจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ที่ต้นทุนประมาณ 40-50 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งสามารถแข่งขันได้กับพลังงานนิวเคลียร์ ก๊าซและถ่านหิน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับราคาคาร์บอนที่เป็นอยู่ อนาคตของไฟฟ้าพลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ คลื่นและน้ำขึ้นน้ำลงมีความแน่นอนน้อยกว่า แต่ต้นทุนการผลิตก็อาจสามารถแข่งขันได้กับไฟฟ้าที่มาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

โรงไฟฟ้าใกล้กับเมือง Reykjavik ผลิตไฟฟ้าจากความร้อนใต้พิภพ หินจากภูเขาไฟอยู่ด้านหลังโรงไฟฟ้าซึ่งตั้งอยู่ทางตะวันตกเฉียงเหนือของประเทศไอซ์แลนด์

ประวัติผู้เขียน

Stephen Thomas

ผู้เขียนหลัก เป็นศาสตราจารย์ด้านนโยบายพลังงาน หน่วยวิจัยบริการสาธารณะสากล คณะพาณิชยศาสตร์ มหาวิทยาลัยกรีนนิช ประเทศอังกฤษ

Stephen Thomas เป็นนักวิจัยหน่วยวิจัยบริการสาธารณะสากล (Public Services International Research Unit: PSIRU) ประเทศอังกฤษ เป็นผู้เชี่ยวชาญภาคพลังงานโดยเฉพาะการปรับโครงสร้าง การแปรรูปและการกำกับดูแลด้านพลังงานนิวเคลียร์และประเด็นสิ่งแวดล้อม เขาเป็นสมาชิกคณะกรรมการสากลซึ่งแต่งตั้งโดยกระทรวงเหมืองแร่และพลังงานแห่งอัฟริกาใต้เพื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคและเศรษฐกิจของการออกแบบโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบใหม่ กล่าวคือเครื่องปฏิกรณ์แบบ Pebble Bed Modular Reactor (2001-02) เขายังเป็นสมาชิกคณะทำงานอิสระซึ่งตั้งขึ้นโดยบริษัท Eletronuclear (บราซิล) เพื่อประเมินแง่มุมด้านเศรษฐศาสตร์ของการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Angra dos Reis 3 (2002) ก่อนร่วมงานกับ PSIRU เขาเคยทำงานเป็นเวลา 22 ปีกับหน่วยงานวิจัยด้านนโยบายวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยซัสเสก และได้ร่วมโครงการพลังงานระดับสากลหลายโครงการ

Peter Bradford

อดีตประธานคณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ สหรัฐฯ

Peter Bradford เป็นอดีตกรรมการของคณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ สหรัฐฯ และอดีตประธานคณะกรรมการกำกับดูแลของหน่วยงานผลิตไฟฟ้าแห่งรัฐนิวยอร์กและเมน Bradford สอนที่คณะวนศาสตร์และสิ่งแวดล้อมศึกษา มหาวิทยาลัยเยล และคณะนิติศาสตร์ มหาวิทยาลัยเวอร์มอนต์ ด้วยประสบการณ์ 38 ปีในการทำงานด้านกฎหมายและนโยบายพลังงาน เขายังเป็นผู้เขียนบทความหลายชิ้นและหนังสือหนึ่งเล่ม เขาเป็นสมาชิกสภาที่ปรึกษาด้านนโยบายของโครงการพลังงานยั่งยืน ประเทศจีน เป็นคณะที่ปรึกษาเพื่อศึกษาทางออกดีที่สุดในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เชอร์โนบิลในประเทศยูเครน และยังเป็นส่วนหนึ่งของคณะผู้เชี่ยวชาญในการเปิดโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Mochovce ในประเทศสโลวาเกีย Bradford ยังเป็นรองประธานสหภาพนักวิทยาศาสตร์เพื่อสังคม (Union of Concerned Scientists)

Antony Froggatt

ที่ปรึกษาด้านนโยบายพลังงานและนิวเคลียร์สากล ประเทศอังกฤษ

Antony Froggatt เป็นผู้ให้คำปรึกษารัฐสภายุโรปด้านพลังงานโดยจัดทำรายงาน จัดทำร่างแก้ไขและจัดทำเอกสารให้ข้อมูล ทั้งยังเป็นผู้ให้ปากคำกับรัฐสภาแห่งประเทศออสเตรีย เยอรมนี และยุโรป เขาวิเคราะห์นโยบายพลังงานให้กับองค์กรพัฒนาเอกชนและอุตสาหกรรมพลังงาน ตั้งแต่ปี 2540 Froggatt มีผลงานเขียนด้านพลังงานที่ได้รับการตีพิมพ์มากกว่า 30 ชิ้น

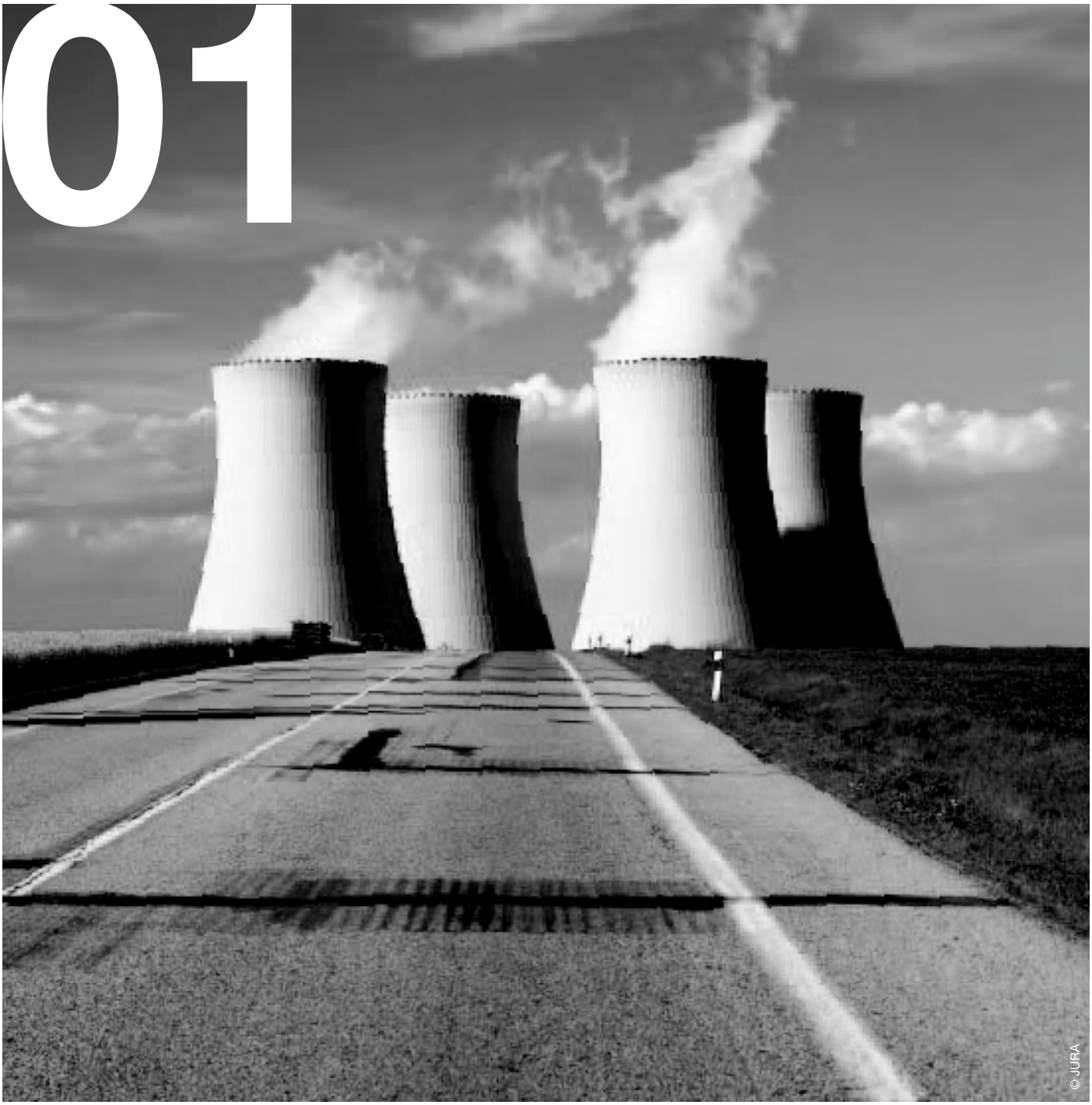
David Milborrow

ที่ปรึกษางานวิจัยด้านพลังงานหมุนเวียน ประเทศอังกฤษ

David Milborrow เป็นที่ปรึกษาอิสระซึ่งทำงานด้านพลังงานหมุนเวียนมาเป็นเวลา 27 ปี เขาเชี่ยวชาญการศึกษาต้นทุนการผลิตและพลังงานลม เขาเป็นผู้บรรยายในประเด็นนี้และประเด็นอื่น ๆ ในมหาวิทยาลัยหลายแห่ง เขียนบทความให้กับนิตยสาร Windpower Monthly และเป็นที่ปรึกษาด้านเทคนิคให้กับสมาคมพลังงานลมแห่งอังกฤษ (British Wind Energy Association) และหน่วยงานอื่น

ผู้เขียนแต่ละคนทำหน้าที่เขียนในประเด็นที่เชี่ยวชาญ Froggatt ทำหน้าที่เป็นผู้ดูแลเนื้อหาทั้งหมด

เทคโนโลยี:
สถานภาพและโอกาส



โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Temelín
ในสาธารณรัฐเช็ค

ประสบการณ์ในอดีต

ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ซึ่งสร้างเสร็จในช่วงทศวรรษ 2523 และ 2533 ในสหรัฐฯ และยุโรปส่วนใหญ่สูงมาก และสูงกว่าที่ประมาณการณ์ของหน่วยงานเพียงไม่กี่แห่งที่ยังคงสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และประมาณการณ์ของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ในปัจจุบันมาก [2]

...มีหลักฐานแสดงว่าในอดีตที่ผ่านมา การประมาณต้นทุนของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ต่ำกว่าความจริงมาก ไม่เที่ยงตรง และไม่มีความสม่ำเสมอเอาเลยในช่วง 40-50 ปีที่ผ่านมา [3]

ข้าพเจ้าไม่มีเหตุผลที่จะเชื่อข้อมูลจาก CEZ (หน่วยงานผลิตไฟฟ้าของประเทศสาธารณรัฐเช็คที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Temelín) อีกต่อไป พวกเขาโกหกข้าพเจ้ามา 9 ครั้งแล้ว ไม่มีเหตุผลที่จะต้องเชื่อเขาในครั้งที่ 10 อีก [4]

วิเคราะห์การก่อสร้างในอดีต หลักฐานที่ได้จากการเรียนรู้

เมื่อพิจารณาจากประวัติศาสตร์ 50 ปีนับแต่มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นครั้งแรก อุตสาหกรรมนิวเคลียร์พลเรือนก็ควรจะมีความมั่นคงและพัฒนาเป็นเทคโนโลยีที่สมบูรณ์แบบได้แล้ว ตั้งแต่นั้นมา มีการตกลงทำสัญญาก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบพลเรือน 560 แห่ง โดยมี 435 แห่งที่ยังเดินเครื่องอยู่ (โปรดดูตาราง 1.1) [5] จนถึงปัจจุบันเครื่องปฏิกรณ์เหล่านี้เดินเครื่องเป็นเวลารวมกันมากกว่า 12,000 ปี

โดยปรกติแล้วเทคโนโลยีส่วนใหญ่จะทำให้ต้นทุนการผลิตต่ำลงเมื่อเวลาผ่านไป อันเนื่องมาจากการพัฒนาด้านเทคโนโลยี การคุ้มทุนด้านเศรษฐศาสตร์และการเรียนรู้ซึ่งนำไปสู่การพัฒนาประสิทธิภาพ อย่างไรก็ตาม ไม่ใช่ว่าเทคโนโลยีทุกชนิดจะมีพัฒนาการด้านเศรษฐศาสตร์ในระดับเดียวกัน จากการวิเคราะห์ของ McDonald and Schrattenholzer ระบุว่าอัตราการเรียนรู้ของเทคโนโลยีพลังงานนิวเคลียร์ต่ำกว่าเทคโนโลยีอื่นมาก เมื่อพิจารณาจากสัดส่วนของต้นทุนที่ลดลงเทียบกับปริมาณการผลิตสะสมที่เพิ่มขึ้นเป็นสองเท่า ข้อสรุปของงานวิเคราะห์ดังกล่าวปรากฏอยู่ในตาราง 1.2 [6]

ตาราง 1.1 ศักยภาพด้านนิวเคลียร์ของโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่และที่อยู่ระหว่างก่อสร้างในปี 2549

	เครื่องปฏิกรณ์ที่เดินเครื่องอยู่ ศักยภาพ เมกะวัตต์ (หน่วย)	เครื่องปฏิกรณ์ที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง ศักยภาพ เมกะวัตต์ (หน่วย)	% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องปฏิกรณ์	เทคโนโลยี	บริษัทผู้ผลิต
อาร์เจนตินา	935 (2)	-	7	HWR	Siemens, AECL
อาร์เมเนีย	376 (1)	-	43	WWER	รัสเซีย
เบลเยี่ยม	5,801 (7)	-	56	PWR	Framatome
บราซิล	1,901 (2)	-	3	PWR	Westinghouse, Siemens
บัลแกเรีย	2,722 (4)	-	44	WWER	รัสเซีย
แคนาดา 1	2,584 (18)	-	15	HWR	AECL
จีน	7,572 (10)	3,610 (4)	2	PWR, HWR, WWER	Framatome, AECL, จีน, รัสเซีย
ไต้หวัน	4,884 (6)	2,600 (2)	n/a	PWR, BWR	GE, Framatome
สาธารณรัฐเช็ค	3,373 (6)	-	31	WWER	รัสเซีย
ฟินแลนด์	2,676 (4)	1,600 (1)	33	WWER, BWR, PWR	รัสเซีย, Asea, Westinghouse
ฝรั่งเศส	63,363 (59)	-	79	PWR	Framatome
เยอรมนี	20,339 (17)	-	32	PWR, BWR	Siemens
ฮังการี	1,755 (4)	-	37	WWER	รัสเซีย
อินเดีย	3,483 (16)	3,113 (7)	3	HWR, FBR, WWER	AECL, อินเดีย, รัสเซีย
อิหร่าน	-	915 (1)	-	WWER	รัสเซีย
ญี่ปุ่น	47,593 (55)	866 (1)	29	BWR, PWR	Westinghouse, GE, Hitachi, Mitsubishi, Toshiba
เกาหลีใต้	16,810 (20)	-	45	PWR, HWR	Westinghouse, AECL, เกาหลี
ลิธัวเนีย	1,185 (1)	-	70	RBMK	รัสเซีย
เม็กซิโก	1,360 (2)	-	5	BWR	GE
เนเธอร์แลนด์	450 (1)	-	4	PWR	Siemens
ปากีสถาน	425 (2)	300 (1)	3	HWR, PWR	แคนาดา, จีน
โรมาเนีย	655 (1)	655 (1)	9	HWR	AECL
รัสเซีย	21,743 (31)	2,850 (3)	16	WWER, RBMK	รัสเซีย
สาธารณรัฐสโลวัก	2,442 (6)	-	56	WWER	รัสเซีย
สโลวีเนีย	656 (1)	-	42	PWR	Westinghouse
อัฟริกาใต้	1,800 (2)	-	6	PWR	Framatome
สเปน	7,450 (9)	-	20	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
สวีเดน	8,909 (10)	-	45	PWR, BWR	Westinghouse, Asea
สวิตเซอร์แลนด์	3,220 (5)	-	33	PWR, BWR	Westinghouse, GE Siemens
ยูเครน	13,107 (15)	-	49	WWER	รัสเซีย
อังกฤษ	11,852 (23)	-	20	GCR, PWR	UK, Westinghouse
สหรัฐฯ	98,145 (103)	-	19	PWR, BWR	Westinghouse, B&W, CE, GE
โลก	**369,566 (442)**	**19,210 (22)**	**16**		

ที่มา: World Nuclear Association, 'World Nuclear Power Reactors 2548-2549' (http://www.world-nuclear.org/info/reactors.htm)
หมายเหตุ: 1 โรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างไม่รวมถึงโรงไฟฟ้าที่หยุดก่อสร้างไปแล้ว 2 เทคโนโลยีที่ใช้ประกอบด้วย: PWR: Pressurised Water Reactor; BWR: Boiling Water Reactor; HWR: Heavy Water Reactor (รวมทั้งแบบ Candu); WWER: Russian PWR; RBMK: เป็นแบบรัสเซียที่ใช้กราไฟต์และน้ำ; FBR: Fast Breeder Reactor; GCR: Gas-Cooled Reactor. 3 ตัวเลขจากแคนาดาไม่รวมเครื่องปฏิกรณ์สี่แห่ง (ขนาด 2,568 เมกะวัตต์) ซึ่งปิดไปเมื่อทศวรรษ 2533 แต่ก็มีโอกาสจะได้รับการปรับปรุงและเปิดใช้งานอีกครั้ง 4 ตัวเลขจากสหรัฐฯ ไม่รวมเครื่องปฏิกรณ์แห่งหนึ่ง (ขนาด 1,065 เมกะวัตต์) ซึ่งปิดไปในปี 2528 แต่คาดว่าจะเปิดใช้งานใหม่ได้อีกครั้งในปี 2550

เทคโนโลยี:
สถานภาพและโอกาส - ต่อ

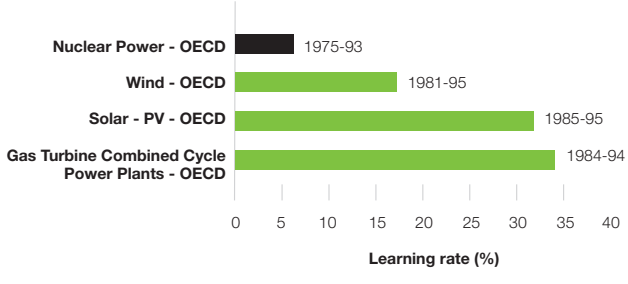
นอกจากนั้นบทวิเคราะห์ด้านต้นทุนและการเงินซึ่งจัดเตรียมสำหรับ Stern Report (ซึ่งเป็นรายงานประเมินผลกระทบด้านเศรษฐกิจของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของรัฐบาลอังกฤษ) ระบุว่านับแต่ทศวรรษ 1970 เป็นต้นมา [7]

ต้นทุนการผลิตและการใช้พลังงานจากเทคโนโลยีทุกชนิดลดลงอย่างเป็นระบบเมื่อมีการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่และมีการประหยัดจากขนาดมากขึ้นในการผลิตและการใช้ [8] ยกเว้นแต่พลังงานนิวเคลียร์ มีผู้ให้เหตุผลหลายประการว่าเหตุใดพลังงานนิวเคลียร์จึงมีอัตราการเรียนรู้ต่ำ ซึ่งรวมทั้งอัตราการสั่งซื้อที่ต่ำมากในช่วงหลังทศวรรษ 1970 เป็นต้นมา

ปฏิกิริยาระหว่างความซับซ้อนของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์กับกระบวนการกำกับดูแลทางการเมือง และรูปแบบการก่อสร้างที่แตกต่างกันที่นำมาใช้ แม้ว่ามีโอกาสที่จะแก้ปัญหาเหล่านี้ได้บ้างบางส่วน แต่หน่วยงานด้านสมรรถนะและความสร้างสรรค์ของรัฐบาลอังกฤษก็เน้นให้เห็นข้อมูลที่ว่า โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอนาคตมีอัตราการเรียนรู้ซึ่งเทียบไม่ได้เลยกับเทคโนโลยีอื่นไม่ว่าจะเป็นในด้าน

- พลังงานนิวเคลียร์เป็นเทคโนโลยีที่ค่อนข้างสมบูรณ์แบบแล้ว
- ดังนั้น “การขยายตัวของเทคโนโลยี” แบบก้าวกระโดดคงไม่อาจเกิดขึ้นได้อีกเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่น
- สืบเนื่องจากระยะเวลาก่อสร้างและระยะเวลาก่อนที่จะเดินเครื่องได้จริงที่ยาวนานทำให้การนำข้อมูลสะท้อนกลับจากการเดินเครื่องเพื่อมาปรับปรุงการออกแบบเครื่องปฏิกรณ์แห่งต่อไป ทำได้ช้ามาก และ
- เมื่อเทียบกับพลังงานหมุนเวียนแล้วการประหยัดจากขนาดของพลังงานนิวเคลียร์มีน้อยกว่า เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนมีอัตราการประหยัดจากขนาดในช่วงที่แคบกว่าและมีการประยุกต์ใช้งานได้หลากหลายกว่า

แผนภูมิ 1.1 อัตราการเรียนรู้ของเทคโนโลยีพลังงานบางประเภท



ที่มา: McDonald, A. and Schrattenholzer, L. 'Learning rates for energy technologies'

การก่อสร้างยาวนานขึ้น

งานวิเคราะห์ของสภาพลังงานโลก (World Energy Council) [9] ชี้ให้เห็นว่า ระยะเวลาก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์เพิ่มขึ้นทั่วโลก (โปรดดูตาราง 1.2) การเพิ่มขึ้นอย่างมากของระยะเวลาก่อสร้างตั้งแต่ช่วงปลาย 2523-2543 ส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงด้านทัศนคติทางการเมืองและของประชาชนที่มีต่อพลังงานนิวเคลียร์ ภายหลังจากเหตุการณ์อุบัติเหตุที่เชอร์โนบิล และการแก้ไขมาตรการควบคุมที่เกี่ยวข้องในภายหลัง การพัฒนาล่าสุดของระยะเวลาก่อสร้างซึ่งครอบคลุมถึงการเปลี่ยนแปลงมาตรการควบคุมตั้งแต่ขั้นออกแบบ ก็ยังทำให้ระยะเวลาก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โดยเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 7 ปี

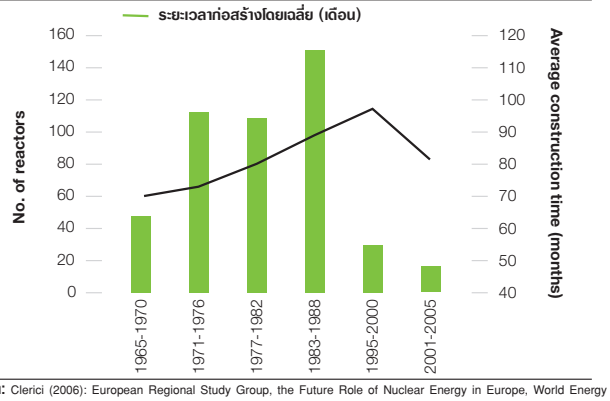
ระยะเวลาก่อสร้างที่เพิ่มขึ้นเหล่านี้เกิดขึ้นกับหลายประเทศทั่วโลก ในเยอรมนี ในระหว่างปี 2508-2519 ใช้ระยะเวลาในการก่อสร้าง 76 เดือน แต่ในช่วงปี 2526-2532 ต้องใช้เวลาเพิ่มขึ้นเป็น 110 เดือน ในญี่ปุ่น ระหว่างปี 2508-2547 ใช้เวลาก่อสร้างโดยเฉลี่ย 44-51 เดือน แต่ระหว่างปี 2538-2543 ระยะเวลาเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 61 เดือนและที่รัสเซียระหว่างปี 2508-2519 ใช้ระยะเวลาเฉลี่ย 57 เดือนแต่ระหว่างปี 2520-2536 กลับใช้ระยะเวลาเฉลี่ยระหว่าง 72-89 เดือน ในขณะที่โรงไฟฟ้าสี่แห่งที่ก่อสร้างจนสำเร็จต้องใช้ระยะเวลาประมาณ 180 เดือน (15 ปี) [10] สืบเนื่องจากแรงต่อต้านที่เกิดขึ้นภายหลังอุบัติเหตุที่เชอร์โนบิลและการเปลี่ยนแปลงทางการเมืองหลังจากปี 2535

ตาราง 1.2 ระยะเวลาก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทั่วโลก

ระยะเวลาอ้างอิง	จำนวนเครื่องปฏิกรณ์	ระยะเวลาก่อสร้างเฉลี่ย (เดือน)
1965–1970	48	60
1971–1976	112	66
1977–1982	109	80
1983–1988	151	98
1995–2000	28	116
2001–2005	18	82

ที่มา: Clerici (2006): European Regional Study Group, the Future Role of Nuclear Energy in Europe, World Energy Council, Alexandro Clerici, ABB Italy, 13th June 2006 and for post 2000 figures, calculation based on PRIS database, http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html

แผนภูมิ 1.2 ระยะเวลาก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทั่วโลก



ที่มา: Clerici (2006): European Regional Study Group, the Future Role of Nuclear Energy in Europe, World Energy Council, Alexandro Clerici, ABB Italy, 13th June 2006 and for post 2000 figures, calculation based on PRIS database, http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html

พื้นที่จัดนิทรรศการ Pripyat ถูกทิ้งร้าง หลังจากอุบัติเหตุที่เกิดกับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เชอร์โนบิล รัฐต้องรับผิดชอบต่อ ความเสียหายด้านมนุษย์ สิ่งแวดล้อมและ การเงินที่เกิดจากพลังงานนิวเคลียร์

ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ

ตาราง 1.3 ต้นทุนการเดินเครื่องปฏิกรณ์ในอินเดีย [11]

เครื่องปฏิกรณ์	ต้นทุนประมาณการณ์เดิม (10 ล้านรูปี)	ต้นทุนที่ปรับตัวเลขใหม่ (10 ล้านรูปี)	ปีที่มีการเดินเครื่องครั้งแรก (first criticality)	การเพิ่มขึ้นของต้นทุน (%)
RAPSI	33.95	73.27	1972	216
RAPSII	58.16	102.54	1980	176
MAPSI	61.78	118.83	1983	192
MAPSII	70.63	127.04	1985	179
NAPS I และ II	209.89	745.0	1989 และ 1991	354
Kakrapar I และ II	382.5	1,335	1992 และ 1995	349
Kaiga I และ II	730.72	2,896	1999 และ 2000	396
RAPS III และ IV	711.57	2,511	2000	353
Tarapur III และ IV	2,427.51	6,200	2006	255

ต้นทุนและระยะเวลาก่อสร้างมีความเชื่อมโยงกันอย่างใกล้ชิด ถ้าระยะเวลาก่อสร้างเพิ่มขึ้น ต้นทุนการก่อสร้างก็มีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นด้วย ความล่าช้าในการก่อสร้างจะทำให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นอย่างน้อยก็เนื่องมาจากต้นทุนดอกเบี้ยที่เพิ่มขึ้น ความสามารถในเชิงเศรษฐกิจของพลังงานนิวเคลียร์ต้องพึ่งพากับปัจจัยต้นทุนการก่อสร้างอย่างมาก ดังนั้น ความล่าช้าในการก่อสร้างส่งผลกระทบอย่างมากกับเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ ปัญหาด้านเศรษฐกิจเหล่านี้เกิดขึ้นในหลายพื้นที่ทั่วโลก

เอเชีย อินเดีย งานก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในปัจจุบันส่วนใหญ่อยู่ในอินเดีย จากจำนวนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่กำลังก่อสร้าง 22 แห่งทั่วโลกมีอยู่ 7 แห่งที่สร้างในอินเดีย นอกจากนั้นอินเดียยังมีเครื่องปฏิกรณ์ 7 แห่งที่สร้างเสร็จตั้งแต่ช่วงเปลี่ยนศตวรรษที่ผ่านมา และเป็นประเทศใหม่ล่าสุดที่มีประสบการณ์ก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ อย่างไรก็ตาม ตาราง 1.3 ชี้ให้เห็นว่าต้นทุนการก่อสร้างในอินเดียสูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้มาก

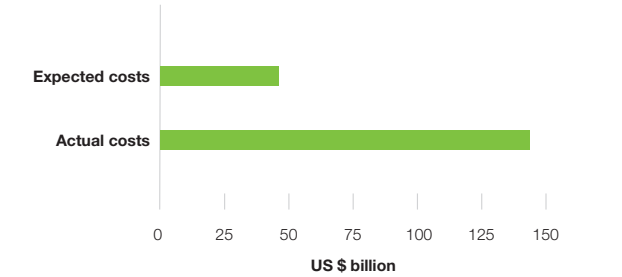
อเมริกาเหนือ สหรัฐฯ เป็นประเทศที่มีเครื่องปฏิกรณ์มากที่สุดในโลก โดยมีเครื่องปฏิกรณ์ 103 แห่งที่เดินเครื่องอยู่ มีการปิดเครื่องปฏิกรณ์ไป 28 แห่งและยุติการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์อีก 67 แห่ง อย่างไรก็ตาม 30 ปีผ่านไปหลังจากมีคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ครั้งสุดท้ายและสร้างจนสำเร็จในสหรัฐฯ อุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับเครื่องปฏิกรณ์ที่เกาะทรีไมล์เมื่อปี 2522 มีส่วนทำให้ยุติคำสั่งซื้อและมีคำสั่งซื้อน้อยลง แต่ปัญหาที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ก่อนหน้านั้นก็เป็นสาเหตุสำคัญเช่นกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งต้นทุนที่สูงกว่าประมาณการณ์และความล่าช้าในการก่อสร้างตั้งแต่ช่วงก่อนปี 2522

จากข้อมูลที่ตีพิมพ์โดยกระทรวงพลังงานสหรัฐฯ ต้นทุนประมาณการณ์ทั้งหมดของเครื่องปฏิกรณ์ 75 แห่งที่เดินเครื่องอยู่คิดเป็น 45,000 ล้านเหรียญ แต่ต้นทุนที่แท้จริงกลับเพิ่มเป็น 145,000 ล้านเหรียญ ค่าใช้จ่ายที่สูงกว่างบประมาณถึง 100,000 ล้านเหรียญ คิดเป็นสัดส่วนมากกว่า 200% ของประมาณการณ์ต้นทุนเบื้องต้น [12]

ยุโรปตะวันตก อังกฤษ คณะกรรมการการค้าและอุตสาหกรรมแห่งอังกฤษ ระบุในรายงานเมื่อปี 2549 ว่า “จากการประมาณในแง่ดีที่สุด (ของการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่) ยังต้องใช้เวลาอย่างน้อย 5 ปี” แต่ “ประสบการณ์การก่อสร้างในอังกฤษจนถึงปัจจุบัน ทำให้เชื่อว่าต้องใช้เวลานานกว่านั้นมาก โดยระยะเวลาก่อสร้างเฉลี่ยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในปัจจุบันคิดเป็นเกือบ 11 ปี” เครื่องปฏิกรณ์ที่สร้างเสร็จล่าสุดเป็นเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันที่ Sizewell B มีต้นทุนจริงเพิ่มขึ้นจาก 1,691 เป็น 3,700 ล้านปอนด์ [13] ในขณะที่ต้นทุนการก่อสร้างของเครื่องปฏิกรณ์ Torness AGR ในสก็อตแลนด์เพิ่มขึ้นจาก 742 เป็น 2,500 ล้านปอนด์ [14]

ต้นทุนการก่อสร้างที่บานปลายและความล่าช้าในการก่อสร้าง ไม่ได้เกิดขึ้นเฉพาะโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ในช่วงที่มีการประชาพิจารณ์ในปี 2550 โรงงานแปรสภาพเชื้อเพลิง Thermal Oxide Reprocessing Plant (THORP) ที่เมือง Sellafield ประมาณการณ์ต้นทุนการก่อสร้างอยู่ที่ 300 ล้านปอนด์ และมีกำหนดที่จะเดินเครื่องได้ในปี 2530 แต่เมื่อก่อสร้างเสร็จจริงในปี 2535 ต้นทุนการก่อสร้างกลับเพิ่มขึ้นเป็น 1,800 ล้านปอนด์ และถ้ารวมต้นทุนของอาคารในส่วนที่สร้างเพิ่มเติมและไม่อยู่ในแผนเดิมอันได้แก่ อาคารบำบัดน้ำเสียแห่งใหม่แล้ว ต้นทุนทั้งหมดจะคิดเป็น 2,800 ล้านปอนด์ [15]

แผนภูมิ 1.3 ต้นทุนประมาณการณ์กับต้นทุนจริงของเครื่องปฏิกรณ์ 75 แห่งที่เดินเครื่องอยู่ในสหรัฐฯ



ที่มา: Department of Energy. An analysis of nuclear power construction costs, energy information Administration of the US, DOE/EIA-0411, 1986. House of Commons Energy Select Committee Fourth Report -The costs of nuclear power, June 1990.

เทคโนโลยี:
สถานภาพและโอกาส - ต่อ

ยุโรปกลาง สาธารณรัฐเช็ค เครื่องปฏิกรณ์สี่ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Temelín ของสาธารณรัฐเช็คเริ่มการก่อสร้างเมื่อปี 2530 อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงทางการเมืองเมื่อปี 2532 ทำให้ลดการก่อสร้างเหลือเพียงเครื่องปฏิกรณ์สองเครื่อง เครื่องปฏิกรณ์เหล่านี้สร้างเสร็จเมื่อปี 2545 และ 2546 ใช้เวลาก่อสร้าง 15 ปีโดยใช้เครื่องมือและเทคโนโลยีควบคุมของบริษัท Westinghouse

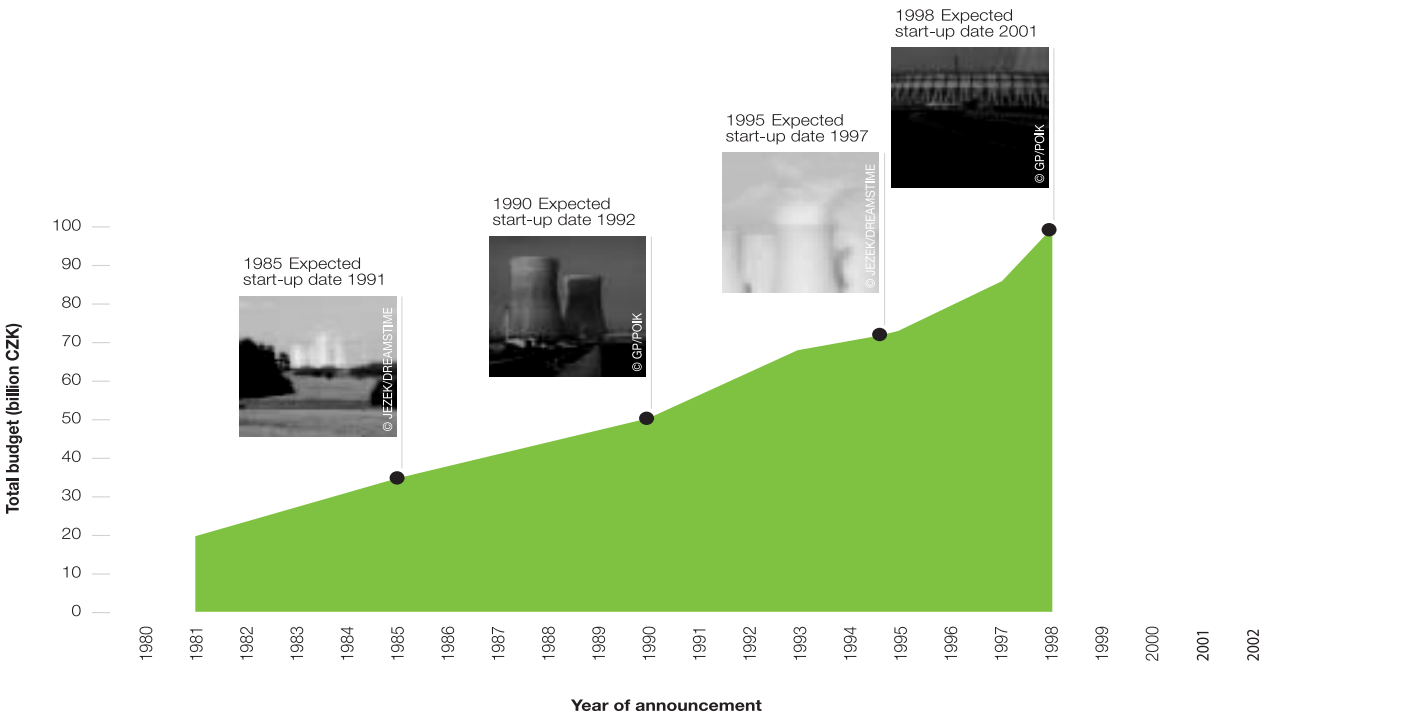
การเปลี่ยนแปลงทางการเมืองและเทคโนโลยีส่งผลกระทบอย่างมากต่อกำหนดการก่อสร้าง ดังจะเห็นได้จากตาราง 1.4 ที่เป็นตัวเลขจากรัฐบาลเช็คและเครื่องปฏิกรณ์ก่อสร้างเสร็จช้ากว่าเวลาที่กำหนดประมาณ 10 ปีและมีค่าใช้จ่ายมากกว่างบประมาณที่ตั้งไว้ 5 เท่า

ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency) เสนอว่า “แม้จะมีต้นทุนเดินเครื่องต่ำ แต่ต้นทุนการก่อสร้างของโรงไฟฟ้า Temelín ที่ทยอยจ่ายคืน (ซึ่งมีต้นทุนรวมทั้งหมด 99,000 ล้าน CZK บวกกับอีก 10,000 ล้าน CZK ที่เป็นดอกเบี้ยแบบไม่มีการทยอยจ่าย) จะทำให้เกิดภาระการเงินอย่างมากกับ CEZ” [16]

ตาราง 1.4 งบประมาณที่บานปลายของโรงไฟฟ้า Temelín

ปีที่ประกาศข้อมูล	งบประมาณรวม (พันล้าน CZK)	ปีที่คาดว่าจะเดินเครื่อง
1981	20	
1985	35	1991
1990	50	1992
1993	68	1995
1995	72	1997
1996	79	1998
1997	85	1999
1998	99	2001

แผนภูมิ 1.4 งบประมาณที่บานปลายของโรงไฟฟ้า Temelín



พื้นที่ก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันแบบยุโรป (EPR) เมือง Flamanville ฝรั่งเศส ในขณะที่โรงไฟฟ้าแบบ EPR ที่กำลังก่อสร้างอีกแห่งในฟินแลนด์คาดการณ์ว่าจะเกินงบประมาณไปแล้ว 700 ล้านยูโร (เมื่อปี 2549) และตัวเลขนี้เพิ่มขึ้นอีกเรื่อย ๆ

การก่อสร้างที่ลดลง

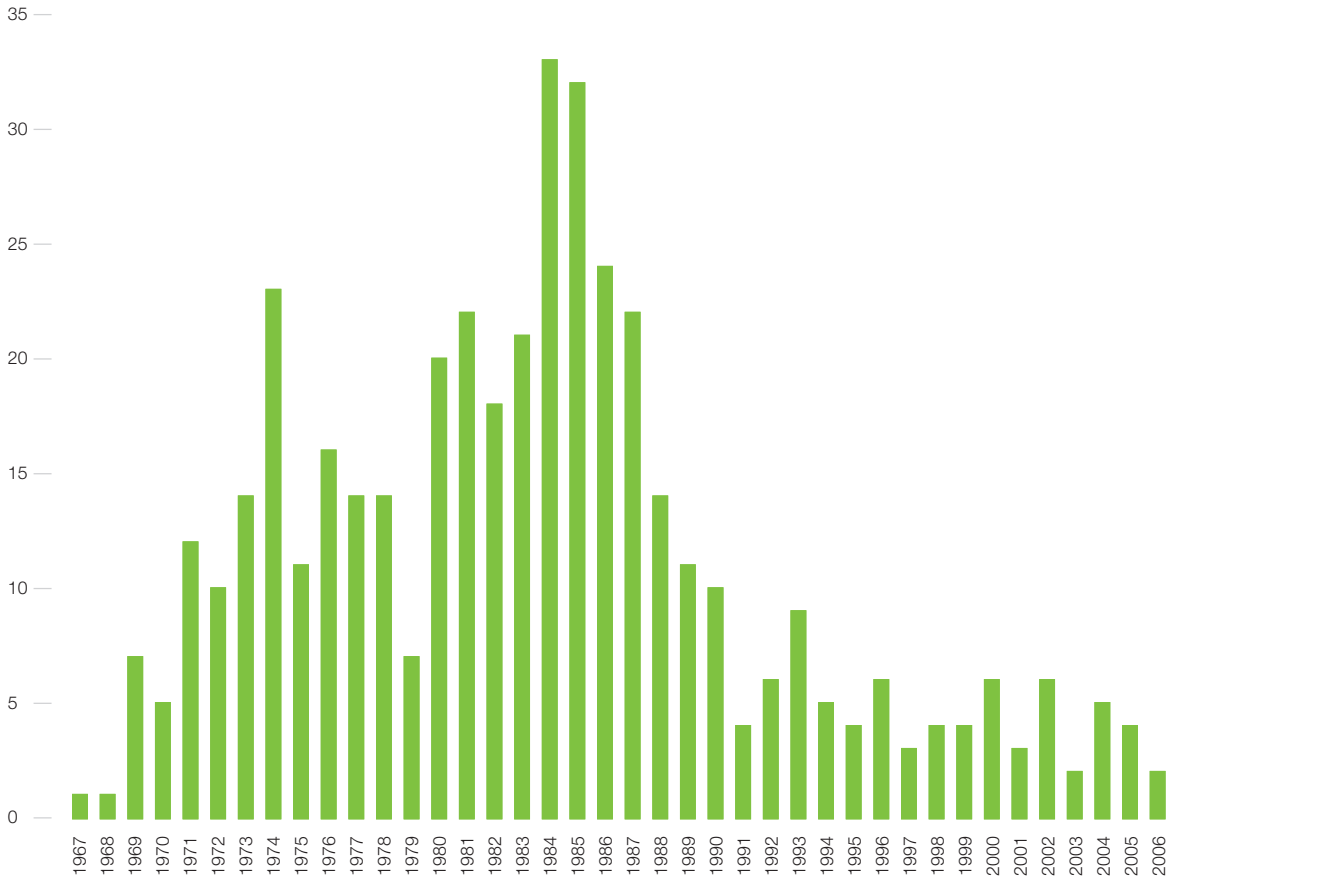
ในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา การก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่ได้ชะลอตัวลง แผนภูมิ 1.5 ชี้ให้เห็นระดับการชะลอตัว จากจุดสูงสุดในช่วงทศวรรษ 1980 ที่มีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นในแต่ละปีมากกว่า 30 กิกะวัตต์ต่อปี เหลือเพียง 4 กิกะวัตต์ต่อปีโดยเฉลี่ยในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา

การชะลอตัวลงส่งผลกระทบต่อโอกาสที่อุตสาหกรรมนิวเคลียร์จะนำเสนอโครงการใหม่ ธนาคารเพื่อการลงทุนแห่งยุโรปมีข้อสังเกตว่า "ในช่วงหลายปีที่ผ่านมามีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่เพียงไม่กี่แห่ง ทำให้ตัวเลขต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปัจจุบันไม่สามารถนำมาเป็นตัวเลขอ้างอิงที่ดี เพื่อประมาณต้นทุนในอนาคต นอกจากนั้น การพัฒนาพลังงานนิวเคลียร์ในอนาคตจะพึ่งพากับเครื่องปฏิกรณ์ในยุคใหม่ ในขณะที่ในปัจจุบันต้นทุนของเครื่องปฏิกรณ์ในยุคดังกล่าวยังไม่มีความแน่นอน" [18]

งานวิจัยของสถาบัน MIT สรุปภาพรวมการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่ในปัจจุบันดังนี้ [19]

- ต้นทุนการก่อสร้างในยุโรปและอเมริกาเหนือในทศวรรษ 1980 และต้นทศวรรษ 1990 สูงมาก
- ยังไม่มีข้อมูลมากพอที่จะระบุถึงเหตุผลของปัญหาต้นทุนการก่อสร้างที่ผิดพลาด
- ข้อมูลเกี่ยวกับต้นทุนแท้จริงในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในช่วงที่ผ่านมามีอยู่จำกัด
- แนวโน้มต้นทุนการก่อสร้างที่สูงเป็นปัจจัยสำคัญทำให้ความสนใจของนักลงทุนต่อการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่มีอยู่น้อยมากและ
- ประสบการณ์ที่ผ่านมาชี้ให้เห็นว่าต้นทุนจริงสูงกว่าต้นทุนประมาณการณ์มาก ทั้งนี้จากการคำนวณของหน่วยงานผลิตไฟฟ้าไม่กี่แห่งที่ยังสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อยู่และเป็นตัวเลขจากอุตสาหกรรมนิวเคลียร์

แผนภูมิ 1.5 การจ่ายไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์เข้าระบบ



ที่มา: PRIS [17]

เทคโนโลยี:
สถานภาพและโอกาส - ต่อ

คำสั่งซื้อในปัจจุบัน

ในช่วงที่ผ่านมามีการพูดถึง “ยุคฟื้นฟูของนิวเคลียร์” อย่างมาก และมีการพูดถึงโอกาสที่จะมีคำสั่งซื้อพลังงานนิวเคลียร์ใหม่ ๆ อย่างน้อยในระดับหลักการในหลายประเทศ ความสนใจดังกล่าวกลับไม่สอดคล้องกับจำนวนคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้าใหม่ ๆ ในบทนี้จะวิเคราะห์ถึงคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่มีอยู่ และบทเรียนที่เราควรจะได้รับ โดยเฉพาะประเด็นที่ว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบใหม่ ๆ จะแก้ปัญหาในเชิงเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้ารุ่นเก่าได้หรือไม่ และตั้งคำถามว่าอะไรจะเป็นอุปสรรคทำให้ความสนใจที่กลับมาอีกไม่นำไปสู่คำสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่

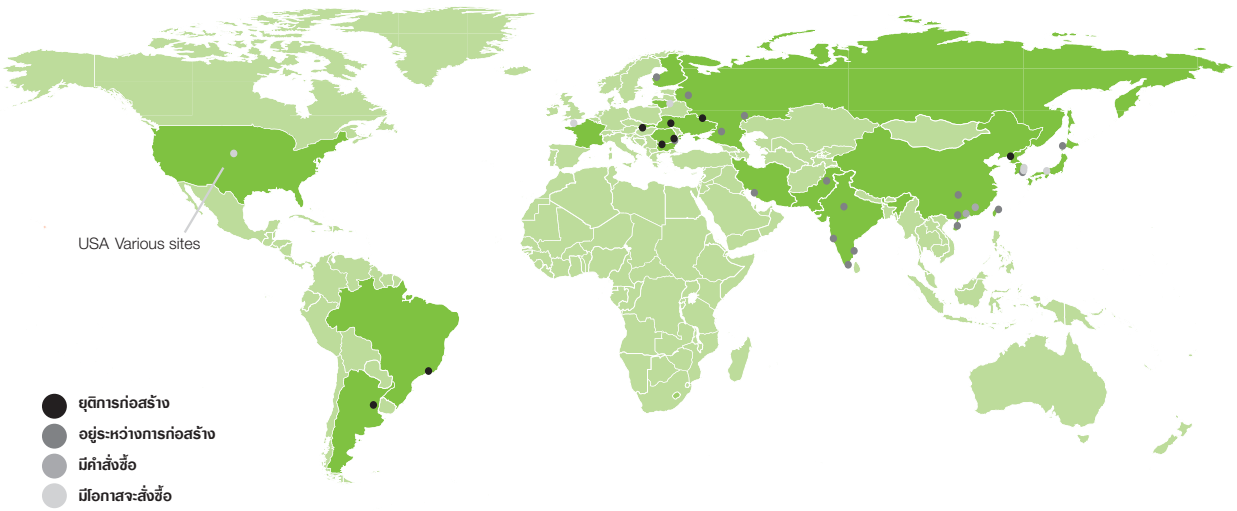
ความเฟื่องฟูหรือเสื่อมโทรมของนิวเคลียร์?

รายชื่อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างในปัจจุบันมีไม่มากนัก (ดูตาราง 1.5) เครื่องปฏิกรณ์ 16 จาก 22 แห่งผลิตโดยบริษัทในจีน รัสเซียและอินเดีย โอกาสที่บริษัทเหล่านี้จะขายเทคโนโลยีของตนไปยังยุโรปตะวันตกหรืออเมริกาเหนือเป็นไปได้น้อยมาก ถ้าจะบอกว่าเป็นยุคเฟื่องฟูของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เราจะต้องเห็นคำสั่งซื้อมากขึ้นจากฝั่งยุโรปหรือเมริกาเหนือ โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอินเดียส่วนใหญ่แล้วเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีของแคนาดาที่สร้างตั้งแต่ทศวรรษ 1960 ก่อนที่โรงไฟฟ้าแบบดังกล่าวจะแพร่หลายในแคนาดาเสียอีก โรงไฟฟ้าของจีนก็มีรูปแบบใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้ารุ่นเก่าในตะวันตก ก่อนที่จะมีคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์แบบ AP1000 แต่ก็ไม่เก่าเหมือนกับโรงไฟฟ้าในอินเดีย จีนคงขายเทคโนโลยีได้แต่ในประเทศ โดยสามารถส่งออกได้หนึ่งหรือสองเครื่องไปยังปากีสถาน

บริษัท Minatom กำลังหาลู่ทางส่งออกโรงไฟฟ้า และได้รับพิจารณาคำสั่งซื้อสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Olkiluoto ในฟินแลนด์เมื่อปี 2547 อุตสาหกรรมนิวเคลียร์ในรัสเซียต้องเผชิญกับการชะลอคำสั่งซื้ออย่างมากในประเทศรวมทั้งคำสั่งซื้อจากบัลแกเรีย สโลวาเกียและยูเครน ซึ่งมีความพยายามที่จะรื้อฟื้นการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีคำสั่งซื้อตั้งแต่ทศวรรษ 1980 แต่การก่อสร้างได้หยุดลงหรือชะลอตัวในราวปี 2533 ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าการก่อสร้างรอบใหม่นี้จะมีการปรับปรุงแบบของโรงไฟฟ้าให้ทันสมัยได้มาตรฐานในปัจจุบัน คำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์จากบริษัท Atomostroyexport ในบัลแกเรีย จีน อินเดีย และอาจจะเป็นอิหร่าน เป็นโรงไฟฟ้าแบบที่มีการปรับปรุงใกล้เคียงกับมาตรฐานความปลอดภัยในปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม ตราบาปที่เกิดจากอุบัติเหตุเชอร์โนบิลซึ่งถูกกล่าวหาว่าเป็นผลมาจากเทคโนโลยีของรัสเซียยังทำให้โอกาสในการสั่งซื้อเทคโนโลยีรัสเซียในตะวันตกมีอยู่น้อยมาก แม้ว่าเทคโนโลยีรัสเซียล่าสุดจะผ่านมาตรการควบคุมความปลอดภัยแล้วก็ตาม

ในแง่ของตลาด เครื่องปฏิกรณ์ 17 จาก 22 เครื่องตั้งอยู่ในเอเชีย 8 เครื่องอยู่ในกลุ่มประเทศแถบมหาสมุทรแปซิฟิก โดยเฉพาะเอเชียตะวันออก และ 8 เครื่องอยู่ในอนุทวีปอินเดีย คำสั่งซื้อเทคโนโลยีจากบริษัทในตะวันตกมีอยู่เพียงคำสั่งซื้อของโรงไฟฟ้า Lungmen ในไต้หวัน (ซึ่งใช้เทคโนโลยีการออกแบบในปัจจุบัน แม้จะมีคำสั่งซื้อตั้งแต่ 15 ปีก่อน) โรงไฟฟ้า Olkiluoto ในฟินแลนด์ และคำสั่งซื้ออีก 4 เครื่องจากจีนในเดือนธันวาคม 2549 หลังจากความล่าช้าเป็นเวลานาน

แผนที่ 1.1 ภาพรวมของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่กำลังก่อสร้าง อยู่ระหว่างสั่งซื้อและยุติการก่อสร้าง



โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Temelín
สาธารณรัฐเช็ค ก่อสร้างแล้วเสร็จช้า
กว่ากำหนด 10 ปีและงบประมาณ
บานปลายห้าเท่า

ตาราง 1.5 โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่กำลังก่อสร้าง หรืออยู่ระหว่างสั่งซื้อทั่วโลก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549

ประเทศ	โรงไฟฟ้า	ประเภทของเครื่องปฏิกรณ์	ผู้ผลิต	ขนาด เมกะวัตต์	เริ่มก่อสร้าง	ความก้าวหน้า (%)	ปีที่คาดว่าจะเดินเครื่องได้
อยู่ระหว่างการก่อสร้าง							
จีน	Tianwan 2	WWER	รัสเซีย	1,000	2000	100	2006
จีน	Lingao 3	PWR	จีน	1,000	2005	20	2010
จีน	Lingao 4	PWR	จีน	1,000	2006	15	2011
จีน	Qinshan 2-3	PWR	จีน	610	2006	20	2011
ไต้หวัน	Lungmen 1	ABWR	GE	1,300	1999	57	2009
ไต้หวัน	Lungmen 2	ABWR	GE	1,300	1999	57	2010
ฟินแลนด์	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1,600	2005	20	2010
อินเดีย	Kaiga 3	Candu	อินเดีย	202	2002	98	2007
อินเดีย	Kaiga 4	Candu	อินเดีย	202	2002	82	2007
อินเดีย	Kudankulam 1	WWER	รัสเซีย	917	2002	76	2009
อินเดีย	Kudankulam 2	WWER	รัสเซีย	917	2002	66	2009
อินเดีย	PFBR	FBR	อินเดีย	470	2005	0	n/a
อินเดีย	Rajasthan 5	Candu	อินเดีย	202	2002	92	2007
อินเดีย	Rajasthan 6	Candu	อินเดีย	202	2003	73	2007
อิหร่าน	Bushehr	WWER	รัสเซีย	915	1975	95	2008
ญี่ปุ่น	Tomari 3	PWR	Mitsubishi	866	2004	66	2009
เกาหลี	Shin-Kori 1	PWR	KSNP	1,000	2006	43	2010
ปากีสถาน	Chasnupp 2	PWR	จีน	300	2005	25	2011
โรมาเนีย	Cernavoda 2	Candu	ECL	655	1983	98	2007
รัสเซีย	Balakovo 5	WWER	รัสเซีย	950	1987	n/a	2011
รัสเซีย	Kalinin 4	WWER	รัสเซีย	50	1986	n/a	2011
รัสเซีย	Volgodonsk 2	WWER	รัสเซีย	950	1983	n/a	2009
รวม				17,608			
มีคำสั่งซื้อ							
จีน	Sanmen 1	AP1000	Westinghouse	1,100	n/a	0	n/a
จีน	Sanmen 2	AP1000	Westinghouse	1,100	n/a	0	n/a
จีน	Yangjiang 1	AP1000	estinghouse	1,100	n/a	0	n/a
จีน	Yangjiang 2	AP1000	Westinghouse	1,100	n/a	0	n/a

ที่มา: PRIS database (http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html), Nuclear News, World list of nuclear plants, March 2007

ตาราง 1.6 โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ยุติการก่อสร้าง

ประเทศ	โรงไฟฟ้า	ประเภทของเครื่องปฏิกรณ์	ผู้ผลิต	ขนาด เมกะวัตต์	เริ่มก่อสร้าง	ความก้าวหน้า (%)
อาร์เจนตินา	Atucha 2	HWR	Siemens	692	1981	80
บัลแกเรีย	Belene	WWER	รัสเซีย	1,000	1987	40
บัลแกเรีย	Belene	WWER	รัสเซีย	1,000	1987	40
บราซิล	Angra 3	PWR	Siemens	1,275	1976	30
เกาหลีเหนือ	Kedo 1	PWR	เกาหลีใต้	1,000	1997	33
เกาหลีเหนือ	Kedo 2	PWR	กาหลีใต้	,000	1997	33
โรมาเนีย	Cernavoda 3	Candu	AECL	655	1983	10
โรมาเนีย	Cernavoda 4	Candu	AECL	655	1983	8
โรมาเนีย	Cernavoda 5	Candu	AECL	655	1983	8
รัสเซีย	Kursk 5	RBMK	รัสเซีย	925	1985	70
สโลวาเกีย	Mochovce 3	WWER	รัสเซีย	405	1983	50
สโลวาเกีย	Mochovce 4	WWER	รัสเซีย	405	1983	40
ยูเครน	Khmelnitsky 3	WWER	รัสเซีย	950	1986	15
ยูเครน	Khmelnitsky 4	WWER	รัสเซีย	950	1987	15
รวม				11,567		

ที่มา: PRIS database (http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html), Nuclear News, World list of nuclear plants

ตาราง 1.7 โอกาสที่จะมีคำสั่งซื้อในช่วง 2–3 ปีข้างหน้า

ผู้ซื้อ	โรงไฟฟ้า	ผู้เสนอ	ความต้องการ	ปีที่น่าจะมีการสั่งซื้อ	ปีที่คาดว่าจะสร้างเสร็จ
ฝรั่งเศส	Flamanville 3	Areva (EPR)	1x1,600 เมกะวัตต์	2007	2012
เกาหลี	Shin-Kori 2	เกาหลี (KSNP)	1,000 เมกะวัตต์	2006	2012
เกาหลี	Shin-Kori 3 และ 4	เกาหลี (APR-1400)	2x1,400 เมกะวัตต์	2008	2014
เกาหลี	Shin-Wolsong 1 and 2	เกาหลี	2x960 เมกะวัตต์	2006	2012
ลิธัวเนีย	Ignalina 3 and 4	หลายบริษัท	1,600 เมกะวัตต์	2008	2015
ญี่ปุ่น	Tsuruga 3 and 4	Mitsubishi (APWR)	2x1,500 เมกะวัตต์	2007	2014
สหรัฐฯ	หลายแห่ง	หลายบริษัท	6-8 units	2008	n/a

ที่มา: รายงานจากสื่อมวลชนหลายแหล่ง

โรงไฟฟ้าที่สร้างไม่เสร็จ

ในบรรดาโรงไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง 5 แห่งมีคำสั่งซื้อตั้งแต่ 20 ปีหรือก่อนหน้านั้น การก่อสร้างล่าช้ามาก แม้ว่าในบางกรณีเราประสบปัญหาในการได้รับข้อมูลที่เป็นกลางว่างานก่อสร้างมีความคืบหน้าแท้จริงอย่างไร อย่างเช่น กรณีของประเทศรัสเซีย การก่อสร้างโรงไฟฟ้า 14 แห่งได้หยุดลง (ดูตาราง 1.6) และแม้ว่าจะมีรายงานว่าเริ่มมีการก่อสร้างใหม่อีกครั้ง แต่ก็ไม่ชัดเจนว่าเริ่มเมื่อไร มีปัจจัยจูงใจหลายอย่างให้ประชาชนในประเทศเหล่านี้ต้องการสร้างโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ให้แล้วเสร็จ ได้แก่

- ถ้าดูจากภายนอกการก่อสร้างดูเหมือนจะก้าวหน้าไปมากแล้ว (โดยปรกติมักมีการก่อสร้างอาคารภายนอกเสร็จก่อนที่จะมีการก่อสร้างภายใน) ทำให้คนเข้าใจว่าต้องใช้เงินลงทุนอีกไม่มากนักเพื่อให้สามารถเดินเครื่องได้
- สำหรับโรงไฟฟ้าในยุโรปตะวันออกและอดีตสหภาพโซเวียต การสร้างให้เสร็จจะช่วยให้สามารถส่งออกพลังงานไฟฟ้าเพื่อทำกำไรได้ และ
- การก่อสร้างโรงไฟฟ้าในสโลวาเกีย (Mochovce) และบัลแกเรีย (Belene) จะช่วยทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่จะต้องปิดตัวลง (Bohunice และ Kozloduy ตามลำดับ) ซึ่งเป็นเงื่อนไขตามสนธิสัญญาเพื่อให้ได้สมาชิกภาพของสหภาพยุโรป อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้าที่ยังค้างเติ่งเหล่านี้ทำให้เกิดปัญหามากมาย
- เทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าเหล่านี้ค่อนข้างเก่าแล้ว ถ้าสร้างโรงไฟฟ้าเหล่านี้จนแล้วเสร็จแต่มีมาตรฐานที่ไม่อาจยอมรับได้ พวกเขาจะต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมหาศาลเพื่อปรับปรุงระบบต่าง ๆ และทำให้เสียประโยชน์จากงานที่ทำไปแล้ว ดังเช่นกรณีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Temelín ในสาธารณรัฐเช็ค
- อุปกรณ์มีการจัดซื้อมาเก็บไว้และไม่มีใครไปแตะต้องเลยเป็นเวลาอย่างน้อย 15 ปี ในกรณีที่ไม่มีการจัดเก็บได้มาตรฐานสูงสุดอาจต้องมีการซ่อมแซมหรือการหาอะไหล่มาทดแทน และ
- การทำงานอย่างมีคุณภาพเป็นเรื่องที่ทำได้ยาก การดำเนินงานต่อไปให้ได้มาตรฐานจะต้องใช้ค่าใช้จ่ายมาก และหากดำเนินการอย่างไม่ได้มาตรฐาน ภาระที่จะเกิดจากการซ่อมแซมก็จะมีสูงมากเช่นกัน

บัลแกเรีย มีการวางคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Belene ซึ่งเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบ WWER ของรัสเซียขนาด 1,000 เมกะวัตต์ตั้งแต่ปี 2530 การก่อสร้างหยุดลงเมื่อปี 2534 ตามรายงานมีความคืบหน้าประมาณ 45% มีการจัดประกวดราคาเพื่อหาผู้ก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ทั้งสองแห่งให้แล้วเสร็จเมื่อเร็ว ๆ นี้ ในปี 2549 มีการประกาศว่าบริษัทจากรัสเซียคือ Atomstroyexport โดยความร่วมมือกับบริษัท Areva และ Siemens เป็นผู้ชนะการประกวดราคาโดยเสนอเครื่องปฏิกรณ์แบบ WWER-1000 และ AES-92 โดยมีมูลค่าสัญญาประมาณ 4 พันล้านยูโร

กลุ่มบริษัทที่นำโดย Skoda ก็เสนอเครื่องปฏิกรณ์แบบ WWER-1000 ซึ่งเป็นรุ่นเก่า ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าในกรณีที่การก่อสร้างคืบหน้าไปถึง 45% ตามการออกแบบรุ่นเก่าแล้ว (AES-87) พวกเขาจะสามารถนำแบบรุ่นใหม่ (AES-92) มาใช้ได้จริงหรือไม่ ตามข้อตกลง มีรายงานว่าบริษัท Atomstroyexport อาจรับซื้อคืนอุปกรณ์ที่เคยจัดซื้อไว้สำหรับโรงไฟฟ้า Belene โดยอุปกรณ์เหล่านี้เมื่อผ่านการตรวจสอบแล้วจะถูกส่งกลับไปที่รัสเซียและใช้ในการก่อสร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าแห่งที่สี่ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Kalinin

อย่างไรก็ตาม ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าจะมีการวางคำสั่งซื้อหรือไม่ ปัญหาสำคัญสองประการได้แก่ ความสามารถในการชำระเงินตามคำสั่งซื้อและการวางคำสั่งซื้ออาจส่งผลกระทบต่อการจัดอันดับด้านสินเชื่อของเจ้าของโรงไฟฟ้าเอง

ธนาคารเอกชนในตะวันตกไม่ค่อยเต็มใจที่จะให้เงินกู้กับคำสั่งซื้อโครงการนี้ และจนถึงเดือนพฤศจิกายน 2549 ดูเหมือนว่าบัลแกเรียจะมีทางเลือกเดียวในการกู้ยืมคือการขอสินเชื่อที่จัดให้โดยรัฐบาลรัสเซีย หรือเป็นเงินกู้ของบริษัท Euratom หน่วยงานด้านการเงินไม่ค่อยเห็นชอบกับคำสั่งซื้อโครงการนี้สักเท่าไร ในขณะที่หน่วยงานจัดอันดับสินเชื่ออย่าง Standard & Poors ก็ลดระดับความน่าเชื่อถือของ NEK ซึ่งเป็นหน่วยงานผลิตไฟฟ้าของบัลแกเรียและเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า จากระดับ “กำลังพัฒนา” เป็น “ติดลบ” [20]

สโลวาเกีย ในปี 2526 มีคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์แบบ WWER-440 สี่หน่วยสำหรับโรงไฟฟ้า Mochovce แต่การก่อสร้างยุติลงในปี 2533 โดยมีรายงานว่าการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 1 และ 2 สำเร็จไปแล้ว 90% และ 75% ตามลำดับ ส่วนหน่วยที่ 3 และ 4 สำเร็จไปเพียง 40% และ 30% งานก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์สองหน่วยแรกซึ่งเริ่มต้นขึ้นใหม่ในปี 2538 เป็นผลงานของกลุ่มบริษัท Siemens Framatome และบริษัทจากประเทศเช็คและสโลวาเกีย และเครื่องปฏิกรณ์ทั้งสองหน่วยสามารถเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2541 และ 2542 ตามลำดับ

ไม่มีใครทราบต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจนแล้วเสร็จ แต่พวกเขาใช้เวลา 3-4 ปีเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าซึ่งมีรายงานก่อนหน้านั้นว่าสำเร็จไปแล้วถึง 75-90% เรื่องนี้บ่งเป็นนัยว่ามีปัญหาบางอย่าง

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Stendal ในอดีตประเทศเยอรมันตะวันออก ยังสร้างไม่เสร็จหลังจากการรวมเยอรมนี ปัจจุบันการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 14 แห่งถูกยกเลิก มีจำนวน 5 โรง ที่เริ่มต้นก่อสร้างมี 20 ปีก่อน

ปัญหาเช่นนี้กลับรุนแรงยิ่งกว่าในสาธารณรัฐเช็ค ในกรณีการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบ WWER-1000 สองหน่วยที่โรงไฟฟ้า Temelín ทั้ง ๆ ที่ก่อนหน้านี้มีรายงานว่าการก่อสร้างคืบหน้าไปแล้ว 50% แต่เมื่อมีการรื้อฟื้นการก่อสร้างขึ้นมาใหม่ในปี 2537 พวกเขาต้องใช้เวลา 8-9 ปีก่อนที่เครื่องปฏิกรณ์จะเดินเครื่องได้ ทั้งยังทำให้เกิดงบประมาณบานปลายมากมาย ในขณะที่ความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้า Mochovce และTemelín ก็เป็นที่น่าวิตก

การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 3 และ 4 ที่โรงไฟฟ้า Mochovce จนแล้วเสร็จ เป็นไปตามข้อตกลงที่ทำไว้กับ ENEL ซึ่งเป็นหน่วยงานผลิตไฟฟ้าของประเทศอิตาลี เป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ (66%) ของโรงไฟฟ้า Slovenske Elektrarne (SE) ซึ่งเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าหลักของประเทศสโลวาเกียในเดือนพฤษภาคม 2549 ตามข้อมูลของ ENEL และนักการเมืองระดับชาติหลายคน การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์จะแล้วเสร็จในปี 2554-2555 และคาดว่า ENEL จะสามารถจัดทำการศึกษาความเป็นไปได้จนแล้วเสร็จในเดือนเมษายน 2550 จากนั้นจะมีการตัดสินใจขั้นสุดท้ายว่าจะลงทุนก่อสร้างหรือไม่

รัสเซีย รัสเซียมักจะปกปิดข้อมูลเกี่ยวกับสถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ทำให้ประชาคมนานาชาติและสื่อมวลชนไม่สามารถได้รับข้อมูลที่เป็นกลางเกี่ยวกับเครื่องปฏิกรณ์สี่หน่วยที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ทั้งนี้ตามรายงานของ ทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (IAEA) มีรายงานอย่างไม่เป็นทางการว่าเครื่องปฏิกรณ์ Kursk 5 ซึ่งใช้เทคโนโลยีแบบเดียวกับเชอร์โนบิล (RBMK) และอยู่ระหว่างการก่อสร้างจะไม่สามารถสร้างจนแล้วเสร็จ การที่จะส่งอุปกรณ์จากโรงไฟฟ้า Belene มาใช้ที่โรงไฟฟ้าKalinin เพื่อก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 4 ให้แล้วเสร็จ หมายความว่าการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยนี้ไม่คืบหน้าไปสักเท่าไหร่

อาร์เจนตินา การก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบน้ำมวลหนัก Atucha 2 HWR ซึ่งเป็นการออกแบบทั้งหมดโดยบริษัท Siemens เริ่มต้นขึ้นเมื่อปี 2524 แต่ปัญหาการเงินที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องทำให้ต้องชะลอโครงการออกไปในปี 2537 ทั้ง ๆ ที่สร้างเสร็จไปแล้ว 80% ในเดือนสิงหาคม 2549 มีการประกาศว่าจะมีการศึกษาสภาพการณ์และเริ่มงานก่อสร้างอีกครั้ง แม้จะมีความคืบหน้าในการก่อสร้างไปมาก แต่การก่อสร้างให้แล้วเสร็จก็ต้องใช้เวลาอีกอย่างน้อย 4 ปี และใช้เงินมากถึง 600 ล้านเหรียญ [21] บริษัทที่ก่อสร้างได้แก่บริษัท AECL ซึ่งเป็นเจ้าของเทคโนโลยีแบบ CANDU จากแคนาดา ในเดือนพฤศจิกายน 2549 AECL ลงนามในข้อตกลงกับ Nucleoelé ctrica Argentina S.A เพื่อปรับปรุงเครื่องปฏิกรณ์อีกแห่งหนึ่งของประเทศที่โรงไฟฟ้า Embalse และดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Atucha 2 จนแล้วเสร็จ แต่ไม่มีการตีพิมพ์เผยแพร่รายละเอียดด้านการเงินหรือกำหนดเวลาแต่อย่างใด [22]

บราซิล ในปี 2519 บราซิลลงนามสัญญาสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ขนาด 1,300 เมกะวัตต์ จำนวน 8 เครื่องจากบริษัท Siemens การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ 2 เครื่องได้เริ่มต้นขึ้น แต่ก็ประสบกับความล่าช้าอย่างต่อเนื่อง โดยเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 1 ที่ Angra 2 เพิ่งจะเดินเครื่องได้เมื่อปี 2543 นี้เอง จากนั้นจึงมีความพยายามรื้อฟื้นการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 2 คือ Angra 3 ซึ่ง
คาดว่าจะใช้งบประมาณ 3,000 ล้านเหรียญ แม้ว่าจะมีการจัดซื้อและส่งมอบอุปกรณ์ส่วนใหญ่แล้ว แต่งานก่อสร้างก็ไม่คืบหน้าไปสักเท่าไร อีก 6 ปีต่อมา งานก่อสร้างก็ยังไม่ได้เริ่มต้นใหม่อีกครั้ง

อิหร่าน การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ Bushehr เริ่มต้นขึ้นในปี 2518/2519 แต่เดิมเครื่องปฏิกรณ์นี้เป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำมวลเบา ขนาด 1,293 เมกะวัตต์ ของบริษัท Siemens KWU แต่หลังเกิดการปฏิวัติอิสลาม การก่อสร้างก็ได้หยุดลงในปี 2522

ในเดือนสิงหาคม 2535 มีการลงนามในสัญญากับประเทศรัสเซียเพื่อดำเนินการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ให้แล้วเสร็จ ในปี 2537 ผู้เชี่ยวชาญจากรัสเซียเดินทางมายังพื้นที่โครงการในอิหร่าน และในปี 2541 มีการตกลงกรอบเวลาเพื่อจัดสร้างเครื่องปฏิกรณ์ให้แล้วเสร็จ ในช่วงเวลานั้นคาดการณ์ว่าจะสามารถสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 1 ให้แล้วเสร็จได้ภายใน 52 เดือน ในปัจจุบันเครื่องปฏิกรณ์ดังกล่าวเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบ WER1000 ซึ่งจะเริ่มเดินเครื่อง (first criticality) ได้ในช่วงปลายปี 2550 และจะเดินเครื่องในเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2551 สำนักงานพลังงานปรมาณูแห่งอิหร่านประกาศว่าจะเดินหน้าสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 2 ต่อไป เชื้อเพลิงสำหรับเครื่องปฏิกรณ์มาจากรัสเซียทั้งหมด และมีแผนการที่จะส่งแท่งเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วกลับไปยังรัสเซียด้วย

โรมาเนีย มีข้อตกลงที่ลงนามไว้ตั้งแต่ปี 2521 เพื่อสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ 5 เครื่องจากบริษัท AECL ของแคนาดา คำสั่งซื้อมีความล่าช้า และปัญหาด้านการเงินทำให้งานก่อสร้างล่าช้าตั้งแต่ต้น จนถึงปี 2533 มีรายงานว่าการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยแรกคืบหน้าไปไม่ถึง 50% ในปี 2539 เครื่องปฏิกรณ์หน่วยนี้ก็สร้างจนแล้วเสร็จ ในขณะนั้นการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 2 คืบหน้าไปเพียง 25% และมีการยุติการก่อสร้าง ในปัจจุบันมีการรื้อฟื้นการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 2 ขึ้นมาใหม่ และคาดว่าจะสามารถสร้างให้แล้วเสร็จได้ภายในปลายปีนี้ สำหรับเครื่อง

ปฏิกรณ์หน่วยที่ 3-5 งานวิศวกรรมโยธาได้ดำเนินต่อไปโดยยังไม่มีการจัดซื้ออุปกรณ์ ในช่วงกลางปี 2549 มีการจัดทำรายงานประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อให้สามารถจัดสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 3 และ 4 จนแล้วเสร็จ ในปัจจุบัน (ต้นปี 2550) กำลังมีการประเมินด้านการเงินอยู่ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเหล่านี้เหมือนกับเริ่มต้นใหม่อีกครั้ง และถ้ามองในแง่ดีที่สุด โรงไฟฟ้าแห่งนี้มีโอกาสจะเดินเครื่องได้อย่างน้อยในปี 2558

คำสั่งซื้อใหม่

สำหรับยุคที่เรียกว่า "ยุคเฟื่องฟูของนิวเคลียร์" โครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ซึ่งสร้างไม่เสร็จดูเหมือนจะไม่เป็นปัญหามากนัก การฟื้นตัวของนิวเคลียร์จะต้องขึ้นอยู่กับการตัดสินใจอย่างเป็นกลางของหน่วยงานผลิตไฟฟ้าและรัฐบาล ด้วยความสนับสนุนอย่างเข้มแข็งจากสาธารณะซึ่งเชื่อมั่นว่าคำสั่งซื้อโครงการนิวเคลียร์ใหม่จะมีความปลอดภัย ยั่งยืนและคุ้มทุนสำหรับการผลิตไฟฟ้า ตาราง 1.8 แสดงให้เห็นว่าในช่วงสองสามปีข้างหน้าคงยังไม่มีคำสั่งซื้อใหม่มากนัก

จีน เป็นเวลากว่า 25 ปีแล้วที่จีนเป็นตลาดสำคัญแห่งหนึ่งสำหรับบริษัทนิวเคลียร์จากตะวันตก เนื่องจากรัฐบาลจีนมีแผนการขยายการผลิตไฟฟ้าด้วยนิวเคลียร์อย่างมาก อย่างไรก็ตาม นับแต่มีคำสั่งซื้อเป็นครั้งแรกในปี 2530 (ซึ่งช้าไปกว่ากำหนดการสั่งซื้อเดิม 5 ปี) มีการสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์อีกเพียง 6 หน่วย (5 กิกะวัตต์) จากบริษัทนิวเคลียร์ต่างชาติ และมีคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ 8 หน่วย (5 กิกะวัตต์) จากบริษัทในจีน

ในเดือนกันยายน 2547 จีนเปิดให้มีการประกวดราคาจัดสร้างเครื่องปฏิกรณ์ 4 หน่วยซึ่งมีกำลังผลิตขนาด 1,000 เมกะวัตต์ 2 เครื่องจัดตั้งอยู่ที่ Sanmen และอีก 2 เครื่องที่ Yangjiang ในช่วงเวลานั้น รัฐบาลจีนมีแผนการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์เพิ่มเติมอีก 32 หน่วยภายในปี 2563 แต่ละหน่วยจะมีกำลังผลิต 1,000 เมกะวัตต์ ในขณะนั้นคาดว่าจะมีคำสั่งซื้อในปลายปี 2548 อุปสรรคอย่างหนึ่งในการเจรจาก็คือเงื่อนไขที่กำหนดให้มีการถ่ายทอดเทคโนโลยี ในเดือนมีนาคม 2549 นิตยสาร Nucleonics Week รายงานว่า [23]

"'Les Echos รายงานในหนังสือพิมพ์ฉบับวันที่ 15 มีนาคมว่า บริษัทจากฝรั่งเศสปฏิเสธที่จะเสนอราคาแข่งกับบริษัท Westinghouse เพื่อขายเครื่องปฏิกรณ์แบบ AP1000 ให้กับจีน บริษัท Areva ได้ยื่นซองประกวดเป็นครั้งที่ 7 เมื่อต้นเดือนกุมภาพันธ์ โดยเสนอว่าจะมีการถ่ายทอดเทคโนโลยีมากขึ้น แต่ไม่ยอมให้ข้อเสนอที่ดีกว่านั้น แหล่งข่าวกล่าว"

สุดท้ายในเดือนธันวาคม 2549 มีการเลือกเครื่องปฏิกรณ์แบบ Westinghouse AP1000 สำหรับคำสั่งซื้อทั้ง 4 ฉบับ ในอนาคตรัฐบาลจีนคงจะมีคำสั่งซื้อน้อยลง โดยจะสั่งซื้อจากบริษัทของจีนเองให้มากที่สุด จีนจึงดูเหมือนจะไม่ได้เป็นตลาดที่มีอนาคตมากนักสำหรับบริษัทนิวเคลียร์จากตะวันตก

เกาหลีใต้ เช่นเดียวกับไต้หวัน ระบอบปกครองที่เป็นประชาธิปไตยและเปิดเผยมากขึ้นส่งผลให้ประเทศเกาหลีมีคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ช้าลงกว่าที่คาดการณ์ และช้ากว่าในช่วงทศวรรษ 1990 ในช่วงสองทศวรรษที่ผ่านมา เกาหลีพยายามพัฒนาเทคโนโลยีด้านนิวเคลียร์ของตนเองโดยใช้เทคโนโลยีที่ได้รับสิทธิบัตรในเบื้องต้นมาจากบริษัท Combustion Engineering จากสหรัฐฯ ธุรกิจนิวเคลียร์ของบริษัท Combustion Engineering ได้ถูกซื้อโดยบริษัท ABB จากยุโรปเมื่อต้นทศวรรษ 1990 จากนั้นธุรกิจนิวเคลียร์ของ ABB ก็ถูกซื้อโดยบริษัท BNFL เมื่อปี 2543 และต่อมาก็รวมเป็นส่วนหนึ่งของธุรกิจของบริษัท Westinghouse ซึ่งต่อมาก็ถูกซื้อโดยบริษัท Toshiba เมื่อปี 2549 คำสั่งซื้อในปัจจุบันส่วนใหญ่จะเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบ 1,000 เมกะวัตต์ แต่ในอนาคตคำสั่งซื้อน่าจะเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบ APR-1400 ซึ่งมีพื้นฐานมาจากระบบ System 80+ ซึ่งได้รับการพัฒนาโดยบริษัท Combustion Engineering ในช่วงทศวรรษ 1980 ซึ่งได้รับใบรับรองความปลอดภัยจากสหรัฐฯ โดยหลักการเมื่อปี 2540 หลังจากที่ล่าช้ามาเป็นเวลานาน คำสั่งซื้อเป็นครั้งแรกสำหรับเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่น่าจะมีขึ้นในปี 2551

ญี่ปุ่น ในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา คำสั่งซื้อจากญี่ปุ่นชะลอตัวลงอย่างมาก มีโรงไฟฟ้าเพียงแห่งเดียวที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง เช่นเดียวกับในอดีต มีการเสนอพื้นที่โครงการหลายแห่งสำหรับสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่ และในเดือนกันยายน 2549 สมาคมนิวเคลียร์โลก (World Nuclear Association) เสนอให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 11 แห่ง ซึ่งคาดว่าจะเริ่มก่อสร้างได้ภายในเวลา 5 ปีข้างหน้า อย่างไรก็ตาม ประสบการณ์ในอดีตชี้ว่าแผนการนี้จะไม่สำเร็จ ในแผนการนี้ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าที่ Ohma ซึ่งคาดว่าจะมีการสั่งซื้อในปี 2549 และเครื่องปฏิกรณ์อีกสองหน่วยที่ Tsuruga ซึ่งจะมีการสั่งซื้อในปี 2550 เครื่องปฏิกรณ์ที่ Ohma ยังคงอยู่ในขั้นวางแผนการ และกว่าจะสั่งซื้อก็ต้องใช้เวลาอีกหลายปี ในขณะที่เป็นเวลา 5 ปีมาแล้วที่คาดการณ์ว่าจะมีการสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า Tsuruga ภายในหนึ่งปี และคาดว่าจะสร้างจนเสร็จในปี 2557 ซึ่งล่าช้าไปอย่างน้อยห้าปี

ชาวประมงหน้าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Mihama ของญี่ปุ่น หลังจากเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้าเมื่อปี 1991

จากกำหนดการเดิม

ฝรั่งเศส เป็นเวลานานมาแล้วที่ประเทศในยุโรปมองว่าฝรั่งเศสเป็นตลาดนิวเคลียร์ที่มีอนาคต อย่างไรก็ตาม สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากนิวเคลียร์ที่สูงในฝรั่งเศส (ประมาณ 80%) ทำให้โอกาสที่จะมีคำสั่งซื้อใหม่ ๆ มีอยู่น้อยมากในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา ฝรั่งเศสส่งออกไฟฟ้าจำนวนมาก และจนถึงปัจจุบันยังไม่สามารถใช้ความสามารถในการผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อย่างเต็มที่ ซึ่งส่งผลให้ต้องมีการปรับกำลังผลิตตามความต้องการ (load-follow) [24] การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ใหม่ในฝรั่งเศสย่อมทำให้เกิดปัญหากับกำลังผลิตที่เกินความต้องการในปัจจุบัน และจะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อมีมาตรการส่งเสริมการส่งออกมากขึ้น การปิดเครื่องปฏิกรณ์เดิมหรือการใช้มาตรการ “ปรับกำลังการผลิตตามความต้องการ”

นอกจากนั้น ฝรั่งเศสยังมีประสบการณ์ไม่ดีนักกับคำสั่งซื้อล่าสุดสำหรับเครื่องปฏิกรณ์ 4 หน่วยแบบ N4 (โปรดดูกล่อง 1) ซึ่งเป็นเครื่องปฏิกรณ์ที่ออกแบบใหม่เพื่อแก้ปัญหาของเครื่องปฏิกรณ์รุ่นเก่า ไม่เป็นที่น่าประหลาดใจ เครื่องปฏิกรณ์แบบ N4 ได้ถูกละทิ้งไปอย่างเงียบ ๆ เพราะถูกทดแทนด้วยเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันแบบยุโรป (EPR) ซึ่งเป็นแบบที่ผสมผสานระหว่าง N4 กับ Konvoi ของเยอรมนี โครงการนี้ประสบความล่าช้าเช่นกัน และคำสั่งซื้อแรกอาจมีขึ้นในปี 2550 (แต่ในฝรั่งเศสโดยปรกติแล้วงานก่อสร้างในพื้นที่จะเริ่มต้นขึ้นก่อนที่จะมีฉันทานุมัติของทุกฝ่าย) สำหรับเครื่องปฏิกรณ์ที่จะติดตั้งในโรงไฟฟ้า Flamanville การที่จีนสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์แบบ AP1000 และปัญหาด้านเทคนิคและสิทธิบัตรที่เกิดขึ้นกับเครื่องปฏิกรณ์ Olkiluoto 3 ซึ่งอยู่ระหว่างการก่อสร้างในฟินแลนด์ (โปรดดูบทที่ 3 “คำสั่งซื้อ Olkiluoto”) ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายสูงกว่างบประมาณมากและจะทำให้ต้นทุนของ EdF เพิ่มสูงขึ้น EdF พยายามหาผู้ร่วมลงทุน แต่จนถึงปัจจุบัน ENEL และหน่วยงานผลิตไฟฟ้าในเยอรมนียังไม่ตกลงใจที่จะเข้าร่วมในโครงการนี้ นอกจากนั้นในระหว่างการประกาศข้อตกลงของ Areva และ Mitsubishi เพื่อพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์ขนาดเล็ก Anne Lauvergeon ประธานฝ่ายบริหารของบริษัท Areva กล่าวยอมรับว่า เครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR อาจใหญ่เกินไปสำหรับตลาดหลายแห่ง [25] โครงการ Flamanville-3 เองก็เผชิญปัญหาความไม่แน่นอนทางการเมือง เนื่องจากนาง Royal ซึ่งสมัครแข่งขันชิงตำแหน่งประธานาธิบดีในนามพรรคสังคมนิยมต่อต้านการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบ EPR ในฝรั่งเศส ในปัจจุบันยังไม่มีแผนที่ชัดเจนว่าจะมีคำสั่งซื้อต่อไป

สหรัฐฯ ในช่วง 2-3 ปีข้างหน้าอาจมีโอกาสที่จะมีคำสั่งซื้อใหม่สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในสหรัฐฯ แต่ในปัจจุบันมีพื้นที่ที่เป็นไปได้มากมายหลายแห่ง และมีผู้ซื้อและผู้ขายจำนวนมากที่แข่งขันกันเพื่อให้ได้รับเงินอุดหนุนที่จำเป็นแต่มีอยู่จำกัดตามกฎหมายในปี 2548 เราไม่สามารถคาดเดาได้ว่าพื้นที่โครงการใหม่จะอยู่ที่ใด

กล่อง 1 ประสบการณ์กับเครื่องปฏิกรณ์แบบ Framatome N4

เครื่องปฏิกรณ์รุ่น N4 ได้รับการส่งเสริมในช่วงต้นทศวรรษ 1980 โดยโฆษณาว่าเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำอัดความดันที่ออกแบบโดยฝรั่งเศสทั้งหมดเครื่องแรกโดยใช้ประสบการณ์มากกว่าหนึ่งทศวรรษจากการสร้างและเดินเครื่องเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดัน เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันรุ่นเดิมที่เป็นรุ่น 55 มีลักษณะคล้ายคลึงอย่างมากกับเครื่องปฏิกรณ์ของบริษัท Westinghouse ซึ่งให้สิทธิบัตรกับบริษัท Framatome อย่างไรก็ตาม ปัญหาเกิดตั้งแต่ต้น แทนที่เครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่จะถูกกว่ารุ่นเก่า EdF ต้องเจรจาอย่างหนักกับบริษัท Framatome เพื่อขอเลี่ยงที่จะจ่ายต้นทุนต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นจากการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่ นับเป็นครั้งแรกในประวัติศาสตร์ของโครงการเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันของฝรั่งเศสที่ระยะเวลาระหว่างการสั่งซื้อจนถึงช่วงที่เดินเครื่องได้เป็นครั้งแรก (first criticality) ใช้เวลานานกว่า 6 ปี ในขณะที่เครื่องปฏิกรณ์แบบ N4 ต้องใช้เวลาก่อสร้างตั้งแต่ 6-12 ปี แม้โรงไฟฟ้าจะเดินเครื่องได้แต่ปัญหายังเกิดขึ้นต่อไป ปัญหาทางเทคนิคส่งผลให้ระยะเวลาระหว่างการเดินเครื่องเป็นครั้งแรกกับการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ใช้เวลามากถึง 29-49 เดือน ในขณะที่ปรกติจะใช้เวลาเพียงไม่กี่เดือน ความพึ่งพาได้ในช่วงเวลาดังกล่าวต่ำมาก และค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยของเครื่องปฏิกรณ์ทั้ง 4 ในช่วง 4 ปีแรกหลังเดินเครื่องมีอยู่เพียง 46% นับแต่มีการเดินเครื่องในเชิงพาณิชย์ ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยจนถึงปี 2548 อยู่ที่ 78% ซึ่งถือว่าดีขึ้นมาก แต่ก็ยังต่ำกว่าอัตราเฉลี่ยทั่วโลก (79%) และต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศตะวันตกส่วนใหญ่

ตาราง 1.8 ประสบการณ์กับเครื่องปฏิกรณ์แบบ Framatome N4

	เริ่มก่อสร้าง	คำสั่งซื้อ	เดินเครื่องครั้งแรก (first criticality)	เดินเครื่องเชิงพาณิชย์	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าในช่วงสี่ปีแรก (%)
Chooz B1	1/84	4/84	8/96	5/2000	40.4
Chooz B2	12/85	1/87	4/97	9/2000	37.2
Civaux 1	10/88	6/91	12/97	1/2002	45.9
Civaux 2	4/91	1/93	12/99	4/2002	0.0

ที่มา: IAEA PRIS data base http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html except for order dates, Nucleonics Week (various)

สำหรับข้อมูลเพิ่มเติมโปรดดูบทที่ 3 “สหรัฐฯ”

โรงไฟฟ้ายุค III/III+ ประสบการณ์และสถานภาพ

เครื่องปฏิกรณ์แบบล่าสุดที่น่าจะมีคำสั่งซื้อในทศวรรษหน้าในยุโรปเป็นเครื่องปฏิกรณ์ในยุค III และ III+ ความแตกต่างระหว่างโรงไฟฟ้าในยุค III และ III+ ตามข้อมูลของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ก็คือ โรงไฟฟ้าในยุคใหม่จะมีระบบวิศวกรรมเพื่อความปลอดภัยแบบ “passive safety” ที่ดีกว่า ในขณะที่รายงานของ Greenpeace International เรื่อง “อันตรายของเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์” โต้แย้งข้อมูลดังกล่าว โดยระบุว่าการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีดังกล่าวยังไม่ได้รับการพิสูจน์ และการพึ่งพาเทคโนโลยีเหล่านั้นอาจทำให้ความปลอดภัยลดลง [26] ยกตัวอย่างเช่น เครื่องปฏิกรณ์ยุค III และ III+ จะพึ่งพากับระบบวิศวกรรมน้อยลงในกรณีที่ต้องมีการระบายความร้อนฉุกเฉิน แต่จะพึ่งพากับกระบวนการธรรมชาติอย่างเช่นการพาความร้อนออกโดยธรรมชาติมากขึ้น ที่ผ่านมามีการประกาศเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่มากมาย แต่ก็ไม่มีความก้าวหน้ามากนักและยังไม่ผ่านมาตรฐานด้านความปลอดภัยและมีโอกาสที่จะได้รับคำสั่งซื้อจำกัด เครื่องปฏิกรณ์ที่เรียกว่ายุค III ก็ไม่มีคำจำกัดความที่ชัดเจน นอกจากการที่เป็นเครื่องปฏิกรณ์ที่ออกแบบในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา ตามข้อมูลของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์เครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้จะมีคุณลักษณะเหมือนกันดังนี้

- การออกแบบที่ได้มาตรฐานเดียวกันซึ่งทำให้การให้สิทธิบัตรเร็วขึ้น ลดภาระทางการเงินและลดระยะเวลาก่อสร้าง
- การออกแบบให้เครื่องมีระบบที่เรียบง่ายและคงทนมากขึ้น ง่ายต่อการใช้งานและมีความเสี่ยงเนื่องจากความผิดพลาดในการเดินเครื่องน้อยลง
- มีความสามารถในการผลิตสูงขึ้นและมีอายุการใช้งานยาวนานขึ้น โดยใช้งานได้อย่างน้อย 60 ปี
- ลดโอกาสที่จะเกิดอุบัติเหตุเนื่องจากการหลอมละลายของแกนเครื่องปฏิกรณ์
- ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย
- มีอัตราการเผาไหม้ (burn-up) ดีกว่าทำให้ใช้เชื้อเพลิงน้อยกว่าและลดการปล่อยของเสีย และ
- ตัวดูดจับที่เผาไหม้ได้ (“สารพิษ”) เพื่อยืดอายุแท่งเชื้อเพลิง [27]

ไม่ว่าเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่จะใช้งานได้ตามวัตถุประสงค์ข้างต้นจริงหรือไม่ รวมทั้งการอ้างว่ามีความปลอดภัยมากขึ้น ยังเป็นเรื่องที่ต้องติดตามกันต่อไป คุณลักษณะที่กล่าวอ้างข้างต้นมีความไม่ชัดเจนอย่างเห็นได้ชัด และไม่สามารถจำแนกความแตกต่างระหว่างโรงไฟฟ้าในยุค III เมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าแบบเดิม ไม่ว่าจะเป็นแบบเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดัน เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำเดือด หรือแบบ Candu ความแตกต่างระหว่างเครื่องปฏิกรณ์ยุค III และ III+ ยิ่งไม่ชัดเจน กระทรวงพลังงานของสหรัฐฯ ระบุได้เพียงว่าเครื่องปฏิกรณ์ยุค III+ จะมีความก้าวหน้ามากขึ้นในด้านความปลอดภัยและความคุ้มทุนเมื่อเทียบกับยุค III

เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดัน (PWRs)

เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันแบบยุโรป (European Pressurised Water Reactor: EPR)

นอกจากการสั่งซื้อ 4 เครื่องของประเทศจีนเมื่อเดือนธันวาคม 2549 มีเพียงการสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำอัดความดันยุค III+ สำหรับโรงไฟฟ้า Olkiluoto ในฟินแลนด์เท่านั้น เครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR (III+) มีกำลังการผลิต 1,600 เมกะวัตต์ โดยอาจเพิ่มขึ้นเป็น 1,750 เมกะวัตต์สำหรับคำสั่งซื้อภายหลังการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Olkiluoto เครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้ได้รับการออกแบบต่อจากเครื่องปฏิกรณ์รุ่นเก่าคือ N4 ของบริษัท Framatome โดยความช่วยเหลือบางส่วนจากบริษัท Siemens’ (ซึ่งถือหุ้น 34% ในบริษัท Areva NP (Framatome)) และโรงไฟฟ้า ‘Konvoi’ ซึ่งเป็นรุ่นเก่า อุตสาหกรรมอ้างว่าการใช้เวลาเติมเชื้อเพลิงสั้นลงทำให้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึงประมาณ 90% [28]

รัฐบาลฟินแลนด์ออกใบอนุญาตก่อสร้างเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2548 และการก่อสร้างเริ่มต้นขึ้นในฤดูร้อนปีเดียวกัน ในเดือนธันวาคม 2549 เครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR ยังมีการยื่นเสนอในการประกวดราคาที่ประเทศจีน แต่ผู้ชนะการประกวดกลับเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบ Westinghouse AP1000 ฝรั่งเศสวางแผนจะสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR อย่างน้อย 1 เครื่อง (ที่โรงไฟฟ้าFlamanville) และอาจสร้างเพิ่มอีก 5 เครื่อง แต่แผนการเหล่านี้โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าที่จะสร้างต่อมายังไม่ได้รับการยืนยัน เครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR ได้รับใบอนุญาตรับรองความปลอดภัยจากหน่วยงานในฝรั่งเศสในเดือนกันยายน 2547 และจากหน่วยงานในฟินแลนด์ในเดือนมกราคม 2548

ในฐานะเป็นส่วนหนึ่งของกลุ่มบริษัท Unistar ร่วมกับบริษัท Constellation Energy ของสหรัฐฯ บริษัท Areva ได้ขอให้คณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ (Nuclear Regulatory Commission: NRC) ของสหรัฐฯ ออกใบอนุญาตให้กับเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR ในสหรัฐฯ ตามโครงการ “พลังงานนิวเคลียร์ 2010” (Nuclear Power 2010) ของรัฐบาล บริษัท Constellation

การประท้วงการขนส่งกากนิวเคลียร์จากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในสวิสมายังสหราชอาณาจักร ไม้กางเขน 200 อันแทนจำนวนคนเสียชีวิตจากมะเร็งที่เกิดจากการทิ้งกากนิวเคลียร์ต่อปีที่มีการประเมินโดยรัฐบาลอังกฤษ

Energy ระบุถึงพื้นที่โครงการสองแห่งที่มีโอกาสจะติดตั้งเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR สำหรับตลาดในสหรัฐฯ EPR จะเป็นตัวย่อของ Evolutionary Power Reactor

ตามแผนงานของคณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ จะมีการพิจารณาคุณสมบัติของเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR ให้แล้วเสร็จภายในกลางปี 2554 แม้ว่ากลุ่มบริษัท Unistar หวังว่าการพิจารณาดังกล่าวจะเสร็จสิ้นลงหนึ่งปีก่อนหน้านั้น

ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าจะเกิดอะไรขึ้นถ้าคณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ ต้องการให้มีการเปลี่ยนแปลงแบบไปจากเดิมที่ใช้ในยุโรปมาก ในทางการเมืองแล้ว สำหรับประเทศในยุโรป การสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่ผ่านมาตรฐานความปลอดภัยในสหรัฐฯ จะทำให้เกิดข้อกังวลอย่างมาก แต่การเปลี่ยนแปลงแบบจะทำให้เกิดต้นทุนเพิ่มขึ้นมหาศาล ประสบการณ์ที่ใกล้เคียงกันคือการออกใบอนุญาตให้กับเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP600 กว่าที่จะมีการปรับปรุงแบบของเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP600 จนสอดคล้องกับเงื่อนไขตามที่กำหนดโดยคณะกรรมการฯ ได้ และมีการออกใบอนุญาตแบบของเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้ก็ไม่คุ้มทุนเสียแล้ว (โปรดดูด้านล่าง)

เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 (Advanced Passive) เป็นเครื่องปฏิกรณ์รุ่น III+ ที่ออกแบบโดยบริษัท Westinghouse และพัฒนาขึ้นมาจากรุ่น AP600 (ยุค III) ข้อดีของเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้คือการพัฒนาระบบความปลอดภัยแบบ passive safety และการประหยัดจากขนาดมากขึ้น (จากการสร้างเครื่องผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ขึ้นแทนที่จะสร้างหลายเครื่อง) แต่ก็เป็นข้อมูลที่กล่าวไว้เกินความจริง ผู้บริหารของ Westinghouse ให้เหตุผลสนับสนุนเครื่องปฏิกรณ์ขนาด 600 เมกะวัตต์แทนที่จะเป็น 1,000-1,300 เมกะวัตต์ โดยระบุว่า “การประหยัดจากขนาด ใช้กับเครื่องรุ่นนี้ไม่ได้” [29] เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP600 ผ่านกระบวนการตรวจสอบความปลอดภัยของสหรัฐฯ และได้รับใบอนุญาตเมื่อปี 2542 หลังจากใช้เวลาถึง 10 ปี แต่จนถึงขณะนั้นเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้ก็ไม่มีความคุ้มทุนอีกต่อไป และที่ผ่านมาไม่เคยมีการเสนอเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้ในการประกวดราคา มีการเพิ่มขนาดกำลังผลิตเป็น 1,150 เมกะวัตต์ โดยหวังว่าการประหยัดจากขนาดที่เพิ่มขึ้นจะทำให้เครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้แข่งขันได้ Westinghouse ระบุว่า

“Westinghouse ตระหนักว่าตัวเลขต้นทุนการผลิตในปัจจุบันที่ 4.1-4.6 เซ็นต์/กิโลวัตต์ชั่วโมงของเครื่องรุ่น AP600 จะไม่สามารถแข่งขันได้ในตลาดสหรัฐฯ ทางบริษัทจึงมีแผนพัฒนาให้เป็นรุ่น AP1000 ซึ่งจะใช้หลักการประหยัดจากขนาดและทำให้เป็นโรงไฟฟ้าแบบ passive safety ซึ่งจะช่วยลดต้นทุนของไฟฟ้าต่อหน่วยลงเหลือเพียงประมาณ 3.0-3.5 เซ็นต์/กิโลวัตต์ชั่วโมง” [30]

ในเดือนกันยายน 2547 คณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ ออกใบอนุญาตการออกแบบขั้นสุดท้าย (Final Design Approval: FDA) ซึ่งมีอายุ 5 ปีให้กับเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ของ Westinghouse และในเวลาต่อมาคณะกรรมการฯ ได้ออกใบอนุญาตการออกแบบตามมาตรฐานซึ่งมีอายุ 15 ปีในเดือนมกราคม 2549 กระบวนการขอใบอนุญาตของเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ต้องใช้เวลาถึง 4 ปี ทั้ง ๆ ที่คณะกรรมการฯ ระบุเองว่า “เครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้มีลักษณะใกล้เคียงมากกับรุ่น AP600 ที่ได้รับใบอนุญาตตั้งแต่วันที่ 16 ธันวาคม 2542” [31]

การออกแบบให้สามารถประกอบเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 จากชิ้นส่วนสำเร็จรูปทำให้สามารถสร้างเครื่องปฏิกรณ์นี้ได้ภายใน 36 เดือนโดยมีต้นทุนที่ 1,200 เหรียญต่อกิโลวัตต์ อย่างไรก็ตาม จนกว่าจะมีข้อมูลที่เป็นต้นทุนจากการประกวดราคาอย่างแท้จริง และจนกว่าจะมีการสร้างเครื่องปฏิกรณ์เหล่านี้จริง ตัวเลขเหล่านี้ก็เป็นเพียงคำอ้างของอุตสาหกรรมที่มีประวัติของงบประมาณบานปลายเป็นเวลานานมาแล้ว [32]

จนถึงปัจจุบัน มีการเสนอเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ในการประกวดราคาเพียงครั้งเดียว นั่นคือการเสนอเครื่องปฏิกรณ์ยุค III 4 เครื่องในประเทศจีนเมื่อปี 2547 และเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ก็ชนะการประกวดในเดือนธันวาคม 2549 บริษัทผลิตไฟฟ้า 5 แห่งในสหรัฐฯ (Duke, TVA, Progress, SCANA และ Southern) ได้เลือกเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้สำหรับการประกวดราคาในโครงการพลังงานนิวเคลียร์ 2010 เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ยังเป็นโครงการที่มีโอกาสได้รับเลือกในยุโรปโดยเฉพาะในอังกฤษ แต่ที่ผ่านมายังไม่มีหน่วยงานด้านความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ใด ๆ ในยุโรปที่ตรวจสอบหรือเตรียมจะให้ใบอนุญาต เช่นเดียวกับกรณีที่เกิดขึ้นกับเครื่องปฏิกรณ์รุ่น EPR ในสหรัฐฯ ความล่าช้าในการออกใบอนุญาตทำให้เกิดความเสี่ยงและทำให้ไม่มีโอกาสที่จะมีการสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 ในยุโรปอย่างน้อยในช่วง 5 ปีข้างหน้า ซึ่งเป็นช่วงที่มีการตรวจสอบเพื่อขอใบอนุญาตความปลอดภัย

เครื่องปฏิกรณ์รุ่น 80+/APR-1400 (ยุค III) เป็นเทคโนโลยีของบริษัท Combustion Engineering ซึ่งได้รับใบอนุญาตด้านความปลอดภัยจากสหรัฐฯ เมื่อปี 2540 ในขณะที่บริษัท Combustion

Engineering เป็นกรรมสิทธิ์ของบริษัท ABB บริษัท ABB (รวมทั้งธุรกิจนิวเคลียร์ของบริษัท Combustion Engineering) ในเวลาต่อมาก็ถูกซื้อโดยบริษัท BNFL และจากนั้นก็ถูกรวมเป็นส่วนหนึ่งของบริษัท Westinghouse ซึ่งในเวลาต่อมาก็ถูกซื้อโดยบริษัท Toshiba จากญี่ปุ่นในปี 2549 ที่ผ่านมายังไม่มีการเสนอราคาระบบ System 80+ โดย Westinghouse อย่างไรก็ตาม บริษัท Doosan จากเกาหลีได้ใช้แบบของเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้โดยได้รับสิทธิบัตรจาก Westinghouse เพื่อพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์รุ่น APR-1400 ซึ่งคาดว่าจะมีการสั่งซื้อให้กับเกาหลีในปี 2551 เกาหลีพยายามเสนอโรงไฟฟ้ายุค III ในรุ่นนี้ให้กับจีน แต่เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 เป็นผู้ชนะ โอกาสที่จะมีการเสนอขายเครื่องปฏิกรณ์รุ่น APR-1400 ในตลาดตะวันตกแทบจะไม่มีเลยอย่างน้อยในทศวรรษหน้า

เครื่องปฏิกรณ์ขั้นสูงแบบน้ำอัดความดัน (Advanced Pressurized Water Reactor: APWR) ผู้พัฒนาเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้ได้แก่ Mitsubishi และ Westinghouse ที่ได้รับสิทธิบัตรทางเทคโนโลยี มีการเปิดตัวในช่วงเวลาเดียวกับเครื่องปฏิกรณ์ขั้นสูงแบบน้ำเดือด (ABWR) เมื่อประมาณ 15 ปีก่อน แต่คำสั่งซื้อกลับมีน้อยกว่าเครื่องปฏิกรณ์แบบ ABWR มาก และคำสั่งซื้อแรกน่าจะมีขึ้นในปี 2550 สำหรับเครื่องปฏิกรณ์ 2 หน่วย (ขนาด 1,500 เมกะวัตต์) สำหรับโรงไฟฟ้าTsuruga ที่ญี่ปุ่น อย่างไรก็ตาม การขายบริษัท Westinghouse ให้กับบริษัทคู่แข่งในญี่ปุ่นอย่าง Toshiba ทำให้บริษัท Mitsubishi ต้องทบทวนยุทธศาสตร์ของตนเอง และในเดือนมิถุนายน 2549 ได้ประกาศว่ากำลังขอใบอนุญาตรับรองความปลอดภัยในสหรัฐฯ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์แบบ APWR ขนาด 1,700 เมกะวัตต์ คาดว่า Mitsubishi จะติดต่อเพื่อขอใบอนุญาตในเดือนธันวาคม 2550 โดยน่าจะได้รับใบอนุญาตในช่วงสิ้นปี 2554 อย่างไรก็ตาม คณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ มีทรัพยากรจำกัด และยังมีคิวที่จะต้องตรวจสอบเพื่อให้ใบอนุญาตกับเครื่องปฏิกรณ์ 5 รุ่น กำหนดเวลาของ Mitsubishi จึงดูไม่ค่อยสมเหตุผล ในเดือนมีนาคม 2550 บริษัท TXU ประกาศว่ามีข้อตกลงที่ไม่มีผลผูกผันตามกฎหมายที่จะใช้การออกแบบของบริษัทญี่ปุ่นสำหรับเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ 3 เครื่องที่จะสร้างขึ้นในรัฐเท็กซัส Mitsubishi อยู่ในระหว่างการเจรจากับบริษัท General Electric เพื่อเป็นหุ้นส่วนกันในการขายเครื่องปฏิกรณ์แบบ APWR ให้กับสหรัฐฯ ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าเครื่องปฏิกรณ์รุ่น APWR ซึ่งจะเสนอขายในสหรัฐฯ จะถูกจัดว่าเป็นเครื่องปฏิกรณ์ยุค III หรือ III+

เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AES-91 and AES-92 WWER-1000 เป็นเทคโนโลยีล่าสุดของบริษัท Atomstroyexport ประเทศรัสเซีย เครื่องปฏิกรณ์รุ่น AES-91 กำลังมีการก่อสร้างในจีน (โรงไฟฟ้า Tianwan) ซึ่งเป็นหนึ่งในสามรุ่นที่เคยถูกคัดเลือกสำหรับโรงไฟฟ้า Olkiluoto ฟินแลนด์มีเครื่องปฏิกรณ์แบบ WWER รุ่นก่อนอยู่สองเครื่อง (ที่โรงไฟฟ้า Loviisa) และสืบเนื่องจากอิทธิพลของภูมิศาสตร์การเมืองและประสบการณ์ที่เคยใช้เทคโนโลยี WWER มาก่อน ฟินแลนด์จึงให้ความสนใจกับเทคโนโลยีของรัสเซีย AES-92 เป็นเทคโนโลยีที่ทันสมัยกว่าเล็กน้อยและมีคำสั่งซื้อ 2 เครื่องจากอินเดีย (โรงไฟฟ้า Kudankulam) ซึ่งคาดว่าจะให้บริการได้ในปี 2550 บริษัท Atomstroyexport พยายามเสนอราคาในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 4 แห่งที่จีน แต่บริษัท Westinghouse เป็นผู้ชนะการประกวดในปี 2549 สื่อมวลชนมีความสับสนเล็กน้อยเกี่ยวกับเทคโนโลยีที่ใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่จีนและอินเดีย รายงานข่าวบางกระแสระบุว่าโรงไฟฟ้า Tianwan ใช้เทคโนโลยีแบบ AES-92 ส่วนโรงไฟฟ้า Kudankulam ใช้เทคโนโลยีแบบ AES-91 แต่เสียงส่วนใหญ่ดูเหมือนจะเห็นด้วยว่าโรงไฟฟ้า Kudankulam ใช้เทคโนโลยี AES-92 ส่วนโรงไฟฟ้า Tianwan ใช้เทคโนโลยี AES-91

บริษัท Atomstroyexport ชนะการประกวดราคาในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Belene ให้แล้วเสร็จ (เครื่องปฏิกรณ์ 2 หน่วยในบัลแกเรีย) โดยใช้เทคโนโลยีแบบ AES-92 แม้ว่าการก่อสร้างที่โรงไฟฟ้าแห่งนี้จะคืบหน้าไปมากแล้ว ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าถ้ามีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต่อไปจริง จะจัดว่าเป็นเทคโนโลยีแบบ AES-87 หรือ AES-92

ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าจะสามารถจัดประเภท AES-92 ว่าเป็นเทคโนโลยียุค III ได้หรือไม่ ยกเว้นประเทศฟินแลนด์แล้ว ในโลกตะวันตกคงไม่มีประเทศใดสนใจเทคโนโลยีรุ่นนี้

เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำเดือด (Boiling Water Reactor: BWR)

เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขั้นสูงแบบน้ำเดือด (ยุค III) (Advanced Boiling Water Reactor: ABWR) ได้รับการพัฒนาโดยบริษัท Hitachi และ Toshiba จากญี่ปุ่น ภายใต้สิทธิบัตรเทคโนโลยีที่ได้รับจาก General Electric (GE) สหรัฐฯ มีคำสั่งซื้อ 2 เครื่องแรกในญี่ปุ่นเมื่อราวปี 2535 และสามารถสร้างได้เสร็จในช่วงปี 2539/40 ช่วงปลายปี 2549 มีเครื่องปฏิกรณ์แบบ ABWR 4 เครื่องที่เดินเครื่องอยู่ ทั้งหมดอยู่ในประเทศญี่ปุ่น

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Biblis ในเยอรมนี

และอีก 2 เครื่องกำลังก่อสร้างในไต้หวัน ต้นทุนการก่อสร้างทั้งหมดของเครื่องปฏิกรณ์ 2 หน่วยแรกในญี่ปุ่นอยู่ที่ 3,236 เหรียญ/กิโลวัตต์ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์หน่วยแรกตามอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญในปี 2540 และจำนวน 2,800 เหรียญ/กิโลวัตต์ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 2 ต้นทุนเหล่านี้สูงกว่าที่ประมาณการณ์ไว้มาก [33] เครื่องปฏิกรณ์แบบ ABWR ได้รับใบอนุญาตด้านความปลอดภัยในสหรัฐฯ เมื่อปี 2540 และมีบริษัทผลิตไฟฟ้า 2 แห่งในสหรัฐฯ ที่เตรียมจะเสนอเครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้เพื่อขอรับเงินอุดหนุนตามโครงการพลังงานนิวเคลียร์ 2010 เครื่องปฏิกรณ์ทั้ง 4 ซึ่งเดินเครื่องอยู่ในญี่ปุ่นเป็นตัวอย่างที่ดี อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเทคโนโลยีรุ่นนี้กำลังถูกทดแทนด้วยเทคโนโลยีรุ่น ESBWR (โปรดดูด้านล่าง) ผู้ซื้อและหน่วยงานกำกับดูแลอาจไม่ยอมรับเทคโนโลยีที่ดูเก่าไปแล้ว

เครื่องปฏิกรณ์ซึ่งเดินเครื่องอยู่ในญี่ปุ่นประสบกับปัญหาทางเทคนิคเมื่อปี 2549 ในเดือนมิถุนายน มีการตรวจพบรอยปริแยกที่ใบพัดของกังหัน (ซึ่งผลิตโดยบริษัท Hitachi) ในโรงไฟฟ้า Hamaoka 5 ซึ่งเป็นของบริษัท Chubu Electric ปัญหาในลักษณะดังกล่าวยังถูกตรวจพบที่โรงไฟฟ้า Shika 2 ซึ่งเป็นของบริษัท Hokuriku Power ปัญหานี้น่าจะเกิดขึ้นเนื่องจากความบกพร่องของกังหันมากกว่าอาคารปฏิกรณ์ การซ่อมแซมชั่วคราวจะช่วยให้โรงไฟฟ้าเดินเครื่องได้อีกครั้งในปี 2550 โดยสามารถเดินเครื่องได้ 10-15% ต่ำกว่าความสามารถเดิม จนกว่าจะมีการผลิตกังหันตัวใหม่ขึ้นมา การออกแบบ ผลิตและติดตั้งกังหันใหม่คงต้องใช้เวลาอีกหลายปี การเดินเครื่องด้วยกำลังผลิตต่ำลงจะทำให้เกิดต้นทุนเพิ่ม ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าในช่วงปลายปี 2549 หน่วยงานเจ้าของโรงไฟฟ้าจะรับผิดชอบต้นทุนเหล่านี้เพียงใด และบริษัท Hitachi จะต้องรับผิดชอบอีกเท่าไร [34]

เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์แบบน้ำเดือดรุ่นประหยัดและเรียบง่าย (Economic and Simplified Boiling Water Reactor: ESBWR) เครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้มีกำลังผลิต 1,500 เมกะวัตต์ และได้รับการออกแบบโดย GE ซึ่งอ้างว่าเป็นเครื่องปฏิกรณ์ยุค III+ ในเดือนตุลาคม 2548 GE ได้ขอใบอนุญาตจากคณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์แบบ ESBWR เครื่องปฏิกรณ์รุ่นนี้ได้รับการพัฒนาส่วนหนึ่งจากต้นแบบของเครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำเดือดที่เรียบง่าย (SBWR) และเครื่องปฏิกรณ์ขั้นสูงแบบน้ำเดือด (ABWR) เครื่องปฏิกรณ์แบบ SBWR ได้เริ่มขอใบอนุญาตในช่วงทศวรรษ 1990 แต่มีการถอนคำขอออกเสียก่อน และไม่เคยชนะการประกวดราคาที่ใด GE หวังว่าจะสามารถขอใบอนุญาต Final Design Approval ให้กับเครื่องปฏิกรณ์แบบ ESBWR ได้ในปลายปี 2549 และน่าจะได้ใบอนุญาตความปลอดภัยในปีถัดมา คณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ ไม่เคยระบุว่าจะสามารถพิจารณาจนแล้วเสร็จทันเดือนตุลาคม 2549 แม้ว่าตามเงื่อนไขปัจจุบันการให้ใบอนุญาตไม่น่าจะทันก่อนปี 2552 ด้วยซ้ำ บริษัทผลิตไฟฟ้า 3 แห่งในสหรัฐฯ กำลังเสนอเครื่องปฏิกรณ์แบบ ESBWR เพื่อขอเงินอุดหนุนภายใต้โครงการพลังงานนิวเคลียร์ 2010

เครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำเดือดแบบอื่น ๆ ช่วงที่ผ่านมามีการพัฒนาเทคโนโลยีแบบนี้ในหลายรูปแบบ แต่ไม่มีแบบใดที่ได้รับใบอนุญาตด้านความปลอดภัยจากประเทศใดเลยยกเว้นแบบ SWR ที่มีการเสนอประกวดราคา เครื่องปฏิกรณ์แบบ BWR ที่โดดเด่นประกอบด้วย

- แบบ SWR ขนาด 1,000-1,290 เมกะวัตต์ ซึ่งได้รับการพัฒนาโดยบริษัท Areva และเป็นหนึ่งในสามเทคโนโลยีที่ได้รับการคัดเลือกสำหรับโรงไฟฟ้า Olkiluoto และ
- แบบ BWR-90+ขนาด 1,500 เมกะวัตต์ ซึ่งได้รับการพัฒนาโดยบริษัท Westinghouse ทั้งนี้ตามเทคโนโลยี BWR ของบริษัท Asea

Candus เครื่องปฏิกรณ์แบบ Advanced Candu Reactor (ACR) เป็นเครื่องปฏิกรณ์ยุค III+ กำลังอยู่ระหว่างการพัฒนาเป็น 2 ขนาดได้แก่ ACR-700 (750 เมกะวัตต์) และ ACR-1000 (1,100-1,200 เมกะวัตต์) รุ่น ACR-700 กำลังอยู่ระหว่างการพิจารณาของคณะกรรมการกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ โดยทุนสนับสนุนจากบริษัท Dominion ของสหรัฐฯ แต่บริษัท Dominion ได้ถอนการสนับสนุนไปในเดือนมกราคม 2548 โดยเปลี่ยนไปสนับสนุนรุ่น ESBWR ของบริษัท GE แทน โดยอ้างว่าทางคณะกรรมการฯ จะต้องใช้เวลาอย่างน้อย 5 ปีในการพิจารณาเนื่องจากไม่มีประสบการณ์กับเทคโนโลยีแบบ Candu มากนักในสหรัฐฯ ส่งผลให้บริษัท Dominion ตัดสินใจยกเลิกการยอมรับการออกแบบของรุ่น ACR-700 ในขณะที่ AECL ระบุว่าจะให้ความสำคัญกับรุ่น ACR-1000 แทนซึ่งตลาดส่วนใหญ่น่าจะอยู่ในแคนาดาเอง บริษัท British Energy จากอังกฤษได้เข้าร่วมในโครงการพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์แบบ ACR แต่ภาวะล้มละลายของบริษัทเมื่อปี 2545 ทำให้ต้องยุติการสนับสนุน

เครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ระบายความร้อนด้วยก๊าซอุณหภูมิสูง (High Temperature Gas Reactor: HTGR) เครื่องปฏิกรณ์แบบ Pebble Bed Modular Reactor (PBMR) ซึ่งเป็นยุค

III+ ได้รับการพัฒนาจากเทคโนโลยีของบริษัท Siemens (HTR-Modul) และ ABB (HTR-100) สำหรับเยอรมนีในช่วงทศวรรษ 1980 [35] โรงไฟฟ้า HTGR ซึ่งประสบกับปัญหามากมายกับเครื่องปฏิกรณ์แบบ Uentrop (THTR-300) มีสมรรถนะที่ไม่สามารถพึ่งพาได้เลยในระหว่างปี 2526-2532 ก่อนที่จะต้องปิดตัวลง บริษัท ABB จึงรวมตัวกับ Siemens เป็นบริษัทใหม่ชื่อ HTR เพื่อพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์แบบ HTGR ในปี 2531 แต่บริษัทนี้ก็ไม่ประสบความสำเร็จในการเสนอขายเทคโนโลยีดังกล่าว ในปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีนี้ภายใต้สิทธิบัตรของบริษัท HTR ให้กับประเทศอัฟริกาใต้ การซื้อและผนวกรวมบริษัทผู้ผลิตเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์หลายครั้งทำให้ในปัจจุบันบริษัท Areva เป็นเจ้าของสิทธิบัตรเทคโนโลยีนี้ (ในนามของ Siemens) และบริษัท Westinghouse (ในนามของ ABB) ในปัจจุบันเทคโนโลยีนี้ได้รับการพัฒนาโดยบริษัท PBMR Co ซึ่งมีหุ้นส่วนอย่าง Eskom ซึ่งเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าแห่งชาติของอัฟริกาใต้ บริษัท BNFL และบริษัท Exelon ของสหรัฐฯ รวมทั้งบริษัทจากอัฟริกาใต้อื่น ๆ เมื่อมีการเผยแพร่ข้อมูลโครงการเป็นครั้งแรกในปี 2541 คาดการณ์ว่าจะมีคำสั่งซื้อในเชิงพาณิชย์เป็นครั้งแรกในปี 2546 อย่างไรก็ตาม ปัญหาการออกแบบที่รุนแรงกว่าที่คาดคิด การถอนตัวของบริษัท Exelon และความไม่แน่นอนของหุ้นส่วนอื่น ๆ รวมทั้ง Westinghouse ทำให้โครงการล่าช้าออกไปมาก และคาดว่าคำสั่งซื้อเชิงพาณิชย์ครั้งแรกจะไม่สามารถมีขึ้นก่อนปี 2557 แม้ว่าจะไม่มีความล่าช้าอีกก็ตาม

บริษัทจากจีนเองก็กำลังพัฒนาเทคโนโลยีที่คล้ายคลึงกันโดยมีรากเหง้าของเทคโนโลยีเดียวกัน แม้ว่าจะมีการระบุว่าจีนให้การสนับสนุนกับเทคโนโลยีนี้ แต่ดูเหมือนรัฐบาลจีนจะให้ความสนับสนุนกับการพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์แบบ PWR หรือ BWR มากกว่า

เครื่องปฏิกรณ์แบบ HTGR อีกรุ่นหนึ่งคือเครื่องปฏิกรณ์ Gas Turbine Modular High Temperature Reactor (GT-MHR) ซึ่งก็อยู่ระหว่างการพัฒนาเช่นกัน และยังไม่มีแนวโน้มว่าจะมีการสั่งซื้อ

โรงไฟฟ้ายุค IV แรงจูงใจในเชิงนโยบายทำให้มีความสนใจต่ออนาคตของพลังงานนิวเคลียร์ขึ้นมาอีก โดยเฉพาะการวิจัยเครื่องปฏิกรณ์ที่ใช้พลูโตเนียมเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งถือว่าเป็นเทคโนโลยียุค IV ในปัจจุบันมีโครงการวิจัยระดับนานาชาติ 2 โครงการเพื่อพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV โครงการแรกดำเนินการโดยสหรัฐฯ ในปี 2543 ในชื่อเวทีนานาชาติยุค IV (Generation IV International Forum: GIF) ส่วนอีกโครงการเป็นของทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (IAEA) ซึ่งมีชื่อโครงการว่า “โครงการสากลเพื่อนวัตกรรมของเครื่องปฏิกรณ์และเชื้อเพลิงแบบครบวงจร” (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles) อุตสาหกรรมนิวเคลียร์ตระหนักดีว่าในระดับโลกแล้วปริมาณสำรองยูเรเนียมมีอยู่ค่อนข้างจำกัดและเพื่อรับมือกับปัญหาในระยะกลางและระยะยาว จะต้องมีการพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่ที่ใช้ยูเรเนียมน้อยลงตามข้อมูลของโครงการ GIF การพัฒนาให้สามารถใช้เชื้อเพลิงได้ครบวงจรเป็นข้อได้เปรียบที่สำคัญของเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV พวกเขาอ้างว่า “ในระยะยาวมากกว่า 50 ปีขึ้นไป ทรัพยากรยูเรเนียมก็จะมีอยู่จำกัดเช่นกัน นอกจากจะมีนวัตกรรมใหม่ ๆ ของการทำเหมืองหรือเทคโนโลยีการขุดแร่” [36] การใช้พลูโตเนียมและการใช้เชื้อเพลิงอย่างครบวงจรจะช่วยเพิ่มศักยภาพของเชื้อเพลิงที่จะได้รับจากอะตอมของยูเรเนียมและในทางทฤษฎีแล้วจะทำให้เกิดความยั่งยืนของทรัพยากรมากขึ้น ซึ่งเป็นแนวคิดที่พูดถึงในช่วงทศวรรษ 1970 และ 1980 เพื่อสนับสนุนเครื่องปฏิกรณ์แบบผลิตเชื้อเพลิง (fast breeders) อย่างไรก็ตาม คำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ที่ลดลงฮวบฮาบและการเพิ่มของจำนวนแร่ธาตุยูเรเนียม รวมทั้งปัญหาด้านเทคโนโลยีและเศรษฐกิจของโรงไฟฟ้าแบบผลิตเชื้อเพลิงและโรงงานแปรสภาพเชื้อเพลิง ส่งผลให้มีการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบนี้เพื่อผลิตไฟฟ้าเพียงแห่งเดียวในรัสเซีย

มีแนวคิดหกประการที่อยู่เบื้องหลังการพัฒนาเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV ซึ่งกลายเป็นกรอบในการพัฒนาสำหรับ GIF โดยเครื่องปฏิกรณ์ 4 แบบใช้พลูโตเนียมเป็นเชื้อเพลิง (โปรดดูกล่อง 2)

ช่องว่างทางเทคโนโลยี

เครื่องปฏิกรณ์ยุค IV ในปัจจุบันส่วนใหญ่ยังเป็นแค่การออกแบบทางทฤษฎี การที่จะทำให้ต้นแบบสามารถสร้างได้จริง เราจะต้องมีการพัฒนาด้านวัตถุอย่างมาก หมายถึงว่าวัตถุดิบที่ใช้จะต้องสามารถทนอุณหภูมิสูงที่จำเป็นสำหรับการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV ตามแผนการของ GIF สำหรับเครื่องปฏิกรณ์แบบ lead-cooled fast reactor มีช่องว่างระหว่างการพัฒนาระบบและวัตถุดิบให้สามารถทนทานอุณหภูมิที่แตกต่างกันอย่างน้อย 550 องศาเซลเซียส และอย่างมาก 750-800 องศาเซลเซียส แบบของเครื่องปฏิกรณ์แบบอื่นก็ต้องเผชิญกับสถานการณ์เดียวกัน ปัญหาที่สำคัญอีกประการหนึ่งคือคุณสมบัติของวัตถุดิบและโครงสร้างที่จะทนทานกับการกร่อนเซาะและแรงตึงเครียดที่เป็นผลมาจากการทำงานของเครื่องปฏิกรณ์

กล่อง 2 เครื่องปฏิกรณ์ยุค IV หกประเภทตามโครงการวิจัยนานาชาติ

GFR – Gas-Cooled Fast Reactor System: ระบบ GFR เป็นเครื่องปฏิกรณ์ที่ใช้ก๊าซฮีเลียมเป็นตัวระบายความร้อนและมีระบบ fast-neutron spectrum และวงจรเชื้อเพลิงที่สมบูรณ์ ระบบนี้ใช้ฮีเลียมเป็นตัวระบายความร้อนเนื่องจากอุณหภูมิที่ค่อนข้างสูง (850 องศาเซลเซียสเทียบกับ 300 องศาเซลเซียสสำหรับเครื่องปฏิกรณ์แบบ PWR และ 500 องศาเซลเซียส สำหรับ FBR) "อุณหภูมิที่สูงและการปล่อยรังสีสูงจึงเป็นปัญหาท้าทายสำคัญสำหรับเชื้อเพลิงและวัสดุที่ใช้สร้างโรงไฟฟ้าชนิดนี้" เครื่องปฏิกรณ์แบบนี้จะใช้พลูโตเนียมและ burn actinides เป็นเชื้อเพลิง

LFR – Lead-Cooled Fast Reactor System: LFR เป็นเครื่องปฏิกรณ์ที่ระบายความร้อนด้วยโลหะเหลว (ตะกั่วหรือตะกั่ว/บีสมัธ) โดยมีระบบ fast-neutron spectrum และวงจรเชื้อเพลิงที่สมบูรณ์ ตามแผนการจะมีการสร้างสถานีแปรสภาพเชื้อเพลิงอย่างครบวงจรทั้งในส่วนกลางหรือภูมิภาค ตามแผนการจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าด้วยกำลังผลิตต่างกัน ตั้งแต่ระดับ "batteries" ที่กำลังผลิต 50-150 MWe และแบบมอดูลาร์ซึ่งมีกำลังผลิต 300-400 MWe ไปจนถึงขนาดโรงไฟฟ้ากำลังผลิต 1,200 MWe เครื่องปฏิกรณ์ LFR แบบ battery จะเป็นโรงไฟฟ้าที่สร้างขึ้นเพื่อใช้กับโรงงานและมีอายุของแกนยาวนาน (10-30 ปี) เป็นเครื่องปฏิกรณ์ที่เหมาะกับระบบสายส่งขนาดเล็ก และประเทศกำลังพัฒนาที่ไม่ต้องการลงทุนติดตั้งโรงงานแปรสภาพเชื้อเพลิง ในบรรดาแนวคิดของเครื่องปฏิกรณ์แบบ LFR รูปแบบโรงไฟฟ้า battery ดูจะเป็นระบบดีที่สุด และตอบสนองเป้าหมายของเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV ได้ อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีแบบนี้ยังต้องมีการวิจัยและใช้เวลาในการพัฒนาอีกมาก

MSR – Molten Salt Reactor System: ระบบ MSR มีพื้นฐานมาจาก thermal neutron spectrum และวงจรเชื้อเพลิงที่สมบูรณ์ ในระบบนี้จะเป็นการหลอมละลายเชื้อเพลิงยูเรเนียมในตัวระบายความร้อนที่เป็นเกลือโซเดียมฟลูออไรด์ที่หมุนเวียนอยู่รอบแกนที่เป็นกราไฟต์ ความร้อนที่เกิดจากเกลือหลอมละลายจะถูกส่งผ่านไปยังระบบระบายความร้อนขั้นที่สองและจากนั้นจะมีระบบแลกเปลี่ยนความร้อนกับระบบแปลงไฟฟ้า ระบบนี้คาดว่าจะใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าและการเผากากของเสีย โรงไฟฟ้าต้นแบบจะมีกำลังผลิตในระดับ 1,000 MWe อุณหภูมิในช่วงระบายความร้อนจะอยู่ที่ 700 องศาเซลเซียสโดยมีความดันต่ำมาก ในบรรดาเทคโนโลยีทั้งหกชนิด MSR จะใช้ต้นทุนการพัฒนาสูงสุด (1,000 ล้านเหรียญ)

SCWR – Supercritical-Water-Cooled Reactor System: SCWR เป็นเครื่องปฏิกรณ์ที่มีอุณหภูมิสูงและใช้ระบบระบายความร้อนแบบน้ำความดันสูงซึ่งจะทำงานได้เหนือจุด thermodynamic critical point ของน้ำ(เช่นที่ในระดับความดันและอุณหภูมิที่ไม่มีความแตกต่างระหว่างของเหลวและไอระเหย) โรงไฟฟ้าต้นแบบจะมีกำลังผลิต 1,700 MWe ทำงานที่ระดับความดัน 25 MPa และปล่อยความร้อนที่อุณหภูมิ 550 องศาเซลเซียส เชื้อเพลิงที่ใช้เป็นยูเรเนียมออกไซด์

SFR – Sodium-Cooled Fast Reactor System: ระบบ SFR ประกอบด้วยเครื่องปฏิกรณ์แบบ fast-neutron และวงจรเชื้อเพลิงที่สมบูรณ์ โดยมีต้นแบบหลักสองอย่าง อย่างแรก มีขนาดกลาง (150-500 MWe) ซึ่งใช้เชื้อเพลิง metal alloy และมีวงจรเชื้อเพลิงตามระบบ pyrometallurgical reprocessing ซึ่งตั้งอยู่ในสถานที่เดียวกัน แบบที่สองจะมีขนาดกลางถึงใหญ่ (500-1,500 MWe) ซึ่งใช้พลูโตเนียมออกไซด์ (MOX) เป็นเชื้อเพลิงและมีระบบวงจรเชื้อเพลิงที่ใช้เทคโนโลยีขั้นสูงแบบ advanced aqueous reprocessing ซึ่งตั้งอยู่ในสถานีกลางเพื่อรองรับเครื่องปฏิกรณ์หลายเครื่อง ตามข้อมูลของ GIF เครื่องปฏิกรณ์แบบ SFR มีการพัฒนามากที่สุดเมื่อเทียบกับเครื่องปฏิกรณ์ในยุค IV อื่น ๆ

VHTR – Very-High-Temperature Reactor System: ระบบ VHTR จะใช้ thermal neutron spectrum และวงจรเชื้อเพลิงยูเรเนียมแบบ once-through เครื่องปฏิกรณ์ต้นแบบมีกำลังผลิต 600 MWth โดยใช้แกนกลางที่ระบายความร้อนด้วยฮีเลียม และกราไฟต์และใช้แท่งเชื้อเพลิงทรงปริซึมGT-MHR หรือ pebble bed ของ PBMR.

ที่มา: Greenpeace International, 'Nuclear reactor hazards [37]

หน่วยงานกำกับดูแลด้านนิวเคลียร์บางแห่งในสหรัฐฯ ไม่สนใจแนวคิดเครื่องปฏิกรณ์ใหม่เหล่านี้เลย กรรมการกำกับดูแลบางคนของสหรัฐฯ เห็นว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบใหม่จะต้องสร้างจากเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ไม่ใช่เทคโนโลยีที่เกิดขึ้นอย่างลอย ๆ กรรมการท่านนี้เตือนว่า "นวัตกรรมมากเกินไป" จะทำให้เกิดปัญหาใหม่ ๆ สำหรับแบบที่พัฒนาขึ้นมาแต่ยังไม่ผ่านการทดสอบ และเรียกร้องให้อุตสาหกรรมนิวเคลียร์ "ไม่สร้างความหวังจนเกินจริง" สำหรับศักยภาพของระบบเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่ [38]

หลายหน่วยงานเสนอความคิดที่แตกต่างกันอย่างมากเกี่ยวกับโอกาสที่เครื่องปฏิกรณ์เหล่านี้จะสามารถทำงานได้จริง นายฌีรัค ประธานาธิบดีฝรั่งเศสกล่าวไว้ว่า จะมีการนำเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV ที่เป็นต้นแบบมาติดตั้งภายในปี 2563 ในขณะที่รายงานล่าสุดของกรมบัญชีกลางสหรัฐฯ สรุปว่า โครงการนิวเคลียร์รุ่นใหม่นี้ไม่มีโอกาสติดตั้งได้ทันในปี 2564 [39] นักวิจารณ์หลายท่านเสนอว่าจากการพิจารณาปัญหาด้านเทคโนโลยีที่มีอยู่ เชื่อว่าเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่เหล่านี้อาจจะมีใช้ได้จริงก็ในช่วงปี 2573-2578

เศรษฐศาสตร์

เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนด้านเทคโนโลยีและกรอบเวลาที่เป็นอยู่ เรามีคำถามมากมายเกี่ยวกับเศรษฐศาสตร์ของเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV

เครื่องปฏิกรณ์ยุค IV เพียงแบบเดียวที่พัฒนาต่อยอดจากเครื่องปฏิกรณ์ที่เดินเครื่องเชิงพาณิชย์ได้คือเครื่องปฏิกรณ์แบบ sodium-cooled fast breeder (SFR) โครงการ GIF ระบุว่า "ปัญหาสำคัญของเครื่องปฏิกรณ์แบบ SFR คือการลดต้นทุนให้สามารถแข่งขันได้ ตามเทคโนโลยีที่มีอยู่ในปัจจุบัน เครื่องปฏิกรณ์แบบ SFR ที่มีการก่อสร้างในปัจจุบันยังไม่มีความคุ้มทุนในการก่อสร้างหรือเดินเครื่อง" [40]

ต้นทุนของการใช้เชื้อเพลิงอย่างครบวงจรซึ่งรวมถึงการแปรรูปเชื้อเพลิงที่จำเป็นสำหรับเครื่องปฏิกรณ์ยุค IV ยังมีราคาแพงมาก ตาม

รายงาน “อนาคตของพลังงานนิวเคลียร์” โดยสถาบัน MIT สหรัฐฯ [41] จนถึงปัจจุบันยังไม่มีกรณีที่ยืนยันได้ว่าประโยชน์จากการจัดการเชื้อเพลิงอย่างครบวงจรซึ่งหมายรวมถึงการแปรรูปเชื้อเพลิงใช้แล้วจะมีต่อการจัดการกากของเสียในระยะยาว จะมีมากกว่าความเสี่ยงที่เกิดขึ้นในระยะสั้นและต้นทุน รวมทั้งความเสี่ยงจากการแพร่ขยายของอาวุธนิวเคลียร์ นอกจากนั้น งานศึกษาของ MIT ยังพบว่าต้นทุนเชื้อเพลิงจากระบบเชื้อเพลิงแบบครบวงจร ไม่ว่าจะเป็นงบประมาณการจัดเก็บกากของเสียและค่าใช้จ่ายในการกำจัดกากของเสีย จะคิดเป็นเงินมากกว่าต้นทุนการจัดการกับเชื้อเพลิงที่ใช้เพียงครั้งเดียวถึง 4.5 เท่า โอกาสที่จะมีการพัฒนาและติดตั้งเครื่องปฏิกรณ์และเทคโนโลยีเชื้อเพลิงแบบครบวงจรรุ่นใหม่ในอนาคตอันใกล้ พร้อม ๆ กับต้นทุนที่ยอมรับได้ เป็นเรื่องที่แทบไม่อาจเกิดขึ้นได้เลยในอนาคตอันใกล้

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Temelín สาธารณรัฐเช็ค

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

นับแต่เริ่มมีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เชิงพาณิชย์ อุตสาหกรรมนิวเคลียร์มักให้ความหวังว่าพลังงานนิวเคลียร์จะช่วยให้เราได้ไฟฟ้าราคาถูก (วลีที่มีชื่อเสียงที่บอกว่า “มันถูกเสียจนไม่ต้องติดมิเตอร์”) และดังที่บรรยายในรายงานชิ้นนี้ สัญญาที่ว่าจะมีพลังงานราคาถูกมักไม่ค่อยเป็นจริง อุตสาหกรรมนิวเคลียร์ยังอ้างต่อไปว่าการเรียนรู้ความผิดพลาดในอดีตและการออกแบบเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่ที่มีความคุ้มทุนมากกว่า จะทำให้ไฟฟ้าถูกจริงตามที่สัญญาไว้

ในช่วงต้นของบทนี้ เราจะวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ โดยจะชี้ให้เห็นปัจจัยสำคัญสุดที่กำหนดต้นทุนไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ในส่วนที่สอง เราจะวิเคราะห์ว่าการเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าส่งผลกระทบอย่างมากต่อโอกาสของพลังงานนิวเคลียร์อย่างไร เพราะเป็นครั้งแรกที่เจ้าของโรงไฟฟ้าจะต้องรับผิดชอบด้านการเงิน ในกรณีที่ไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้ทันตามกำหนดเวลาและไม่สามารถควบคุมต้นทุนได้ หรือมีกำลังผลิตที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ ความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นทำให้เกิดต้นทุนของเงิน และส่งผลให้พลังงานนิวเคลียร์ไม่ใช่ทางออกเมื่อพิจารณาจากต้นทุนการก่อสร้างที่สูง ในส่วนที่สาม เราจะวิเคราะห์กรณีที่ผู้ซื้อพยายามที่จะจัดการกับปัญหาความเสี่ยง ด้วยการกำหนดราคาตายตัว (turnkey) กับบริษัทผู้ผลิต

ในส่วนที่สี่ เราจะวิเคราะห์การพยากรณ์ที่มีการตีพิมพ์ในช่วงหกปีที่ผ่านมาเกี่ยวกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ เราจะพูดถึงสมมติฐานสำคัญที่ทำให้มีการประมาณการณ์ในแง่ดี และวิเคราะห์ว่าสมมติฐานเหล่านี้ไม่สอดคล้องกับความจริง สุดท้ายเราจะวิเคราะห์วิธีการพยากรณ์ตัวแปรในช่วงเวลาระยะยาวก่อนที่โครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะสามารถเดินเครื่องได้

ปัจจัยหลักที่กำหนดต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์

มีปัจจัยสำคัญหลายประการที่กำหนดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ตามหลักทั่วไปในอดีต สองในสามของต้นทุนการผลิตมาจากต้นทุนคงที่ หมายถึงต้นทุนที่จะต้องเกิดขึ้นไม่ว่าสุดท้ายแล้วโรงไฟฟ้าจะสามารถเดินเครื่องได้หรือไม่ก็ตาม ต้นทุนส่วนที่เหลือเป็นค่าใช้จ่ายจากการเดินเครื่อง ต้นทุนคงที่ที่สำคัญคือภาระดอกเบี้ยและการชำระเงินต้นคืน รวมไปถึงต้นทุนในการปลดระวางโรงไฟฟ้า (decommissioning) ต้นทุนการเดินเครื่องที่สำคัญคือต้นทุนการปฏิบัติงาน ดูแลรักษาและซ่อมแซมซึ่งสูงกว่าต้นทุนเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม ดังที่แสดงด้านล่าง ในการพยากรณ์แต่ละครั้งมีการใช้สมมติฐานเพื่อกำหนดตัวแปรแตกต่างกันมาก ความแตกต่างอย่างมากระหว่างต้นทุนคงที่กับต้นทุนแปรผันจึงเป็นสัญญาณอย่างหนึ่ง

ต้นทุนคงที่

ต้นทุนคงที่ต่อหน่วยไฟฟ้าประกอบด้วยสามส่วนหลักได้แก่ ต้นทุนการก่อสร้าง ต้นทุนของเงินซึ่งหมายถึงภาระของเงิน (ดอกเบี้ย) ที่เกิดจากการกู้ยืมเงินเพื่อมาสร้างโรงไฟฟ้า และความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าซึ่งกำหนดว่าไฟฟ้าที่ผลิตและขายได้จะช่วยแบ่งเบาภาระของต้นทุนคงที่ได้หรือไม่ ต้นทุนการก่อสร้างเป็นตัวแปรที่มีการถกเถียงกันมากที่สุด แต่เดิมนั้นเรามักคิดว่าต้นทุนจากการกู้ยืมมีอยู่ต่ำ เนื่องจากหน่วยงานผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ผูกขาดการขาย แต่การเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้าทำให้เกิดการถกเถียงกันมากขึ้นถึงตัวแปรตัวนี้ (โปรดดูด้านล่าง) ความพึ่งพาได้ได้พัฒนาขึ้นมากในช่วงหลายปีที่ผ่านมา โดยในหลายประเทศสามารถผลิตได้จริงตามที่พยากรณ์ไว้ อย่างไรก็ตาม ประสบการณ์จากเครื่องปฏิกรณ์แบบ N4 ของฝรั่งเศสชี้ให้เห็นว่าเราไม่สามารถยืนยันความพึ่งพาได้ที่ดีเสมอไป (โปรดดูส่วนที่ 1)

ต้นทุนและเวลาในการก่อสร้าง การพยากรณ์ต้นทุนการก่อสร้างมีความแตกต่างกันสองหรือสามเท่า [42] ปัจจัยหลายประการชี้ให้เห็นว่าเหตุใดการพยากรณ์ต้นทุนการก่อสร้างจึงมีความแตกต่างกันนัก

การพยากรณ์ต้นทุนการก่อสร้างมักเป็นที่น่าสงสัย ในการพิจารณาตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนในอนาคต เราต้องพิจารณาต้นทุนที่เกิดขึ้นในอดีตด้วย อย่างไรก็ตาม ไม่มีข้อกำหนดให้หน่วยงานผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ต้องตีพิมพ์เผยแพร่รายงานมูลค่าการก่อสร้างที่ผ่านการตรวจบัญชี และพวกเขามักไม่ต้องการเผยแพร่ข้อมูลเหล่านี้ ดังนั้นเราจะต้องให้ความระมัดระวังเป็นพิเศษ เมื่อพิจารณาข้อมูลจากรายงานเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนเดิม ต้นทุนที่เสนอโดยผู้ที่ได้ประโยชน์จากเทคโนโลยีนี้ ไม่ว่าจะเป็นหน่วยงานส่งเสริมพลังงานนิวเคลียร์ บริษัทผู้ผลิตโรงไฟฟ้า (ซึ่งไม่ผูกพันกับคำสั่งซื้อใดเป็นพิเศษ) และหน่วยงานผลิตไฟฟ้าที่ส่งเสริมพลังงานนิวเคลียร์ เป็นสิ่งที่เราต้องจับตามองอย่างระมัดระวัง

ราคาที่ผู้ผลิตเสนอในการประกวดราคาสอดคล้องกับความจริงมากกว่าการพยากรณ์ของหน่วยงานนานาชาติ ทั้งนี้เพราะบริษัทผู้เสนอราคาจะต้องให้เหตุผลเพื่อสนับสนุนการพยากรณ์ของตน อย่างไรก็ตาม การจัดซื้ออุปกรณ์มีต้นทุนน้อยกว่าครึ่งหนึ่งของต้นทุนทั้งหมด ต้นทุนส่วนใหญ่จะตกอยู่ที่งานวิศวกรรมโยธาและการติดตั้ง ซึ่งมักเป็นสัญญาที่ทำกับหน่วยงานอื่นไม่ใช่บริษัทผู้ผลิตโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โดยตรง อุปสรรคในการควบคุมต้นทุนการดำเนินงานจริงเป็นสาเหตุทำให้ต้นทุนเพิ่มสูงขึ้นมากกว่าต้นทุนที่ประเมินไว้อย่างหลวม ๆ สำหรับองค์ประกอบของงานแต่ละส่วน

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Crimea
ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเก่าในยูเครน

ในสัญญาก่อสร้างจะมีเงื่อนไขรองรับการเพิ่มขึ้นของต้นทุน ซึ่งจะทำให้ต้นทุนจริงขั้นสุดท้ายสูงกว่าเดิมมาก ดังนั้นราคาในการยื่นซองประกวดก็ไม่อาจถือเป็นตัวเลขที่น่าเชื่อถือ เว้นแต่ในกรณีที่เป็นการทำสัญญาแบบครบวงจร (Turnkey) (ในกรณีที่ผู้สั่งซื้อจะต้องจ่ายเพียงตัวเลขต้นทุนตามที่ปรากฏในสัญญาเท่านั้น) ดังที่อภิปรายในบทที่ 2 แล้วว่า การเสนอราคาแบบสัญญาครบวงจร (Turnkey) จะทำให้เกิดความเสี่ยงอย่างมากสำหรับบริษัทผู้ผลิต ในกรณีทั่วไปจึงมักไม่มีการทำสัญญาแบบครบวงจรอย่างแท้จริง

ต้นทุนของเงิน ต้นทุนของเงินที่แท้จริง (เมื่อปรับตามอัตราเงินเฟ้อแล้ว) แตกต่างไปในแต่ละประเทศ และแตกต่างไปสำหรับหน่วยงานผลิตไฟฟ้าแต่ละหน่วย ขึ้นอยู่กับ “ความเสี่ยงของประเทศ” (หมายถึงเสถียรภาพด้านการเงินของประเทศนั้น) และการจัดอันดับความน่าเชื่อถือด้านการเงินโดยบริษัทเอกชน ปัจจัยนี้จะส่งผลกระทบอย่างมากต่อต้นทุนของเงินที่เป็นตัวกำหนดโครงสร้างของภาคผลิตไฟฟ้า ในกรณีที่เป็นตลาดไฟฟ้าแบบผูกขาด ต้นทุนของเงินที่แท้จริงอาจต่ำเพียง 5-8% แต่ถ้าเป็นตลาดที่มีการแข่งขันอาจสูงถึง 15% โดยเฉพาะสำหรับพลังงานนิวเคลียร์ บทที่ 2 “ผลกระทบจากการเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้า” จะพูดโดยละเอียดว่าการเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อต้นทุนของเงินอย่างไร เนื่องจากเป็นการผลักภาระความเสี่ยงจากผู้บริโภคไปยังเจ้าของและผู้ก่อสร้างโรงไฟฟ้า

สมรรถนะการเดินเครื่อง การเดินเครื่องในอัตราสูงจะช่วยให้ความคุ้มทุนของพลังงานนิวเคลียร์ดีขึ้น เนื่องจากมีการเฉลี่ยต้นทุนคงที่กับหน่วยการผลิตที่ขายได้เพิ่มขึ้น นอกจากนั้น โรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีโครงสร้างทางกายภาพที่ไม่ยืดหยุ่น การปิดเครื่องบ่อย ๆ หรือความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทำให้ประสิทธิภาพและอายุการใช้งานของอุปกรณ์ส่วนต่าง ๆ ลดลง ซึ่งจะส่งผลให้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์มักเดินเครื่องในระดับที่เป็นโหลดพื้นฐาน (อย่างต่อเนื่องโดยมีการจ่ายไฟอย่างเต็มที่) ยกเว้นเพียงไม่กี่ประเทศ (อย่างเช่น ฝรั่งเศส) ซึ่งพึ่งพาไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์เป็นสัดส่วนค่อนข้างสูง

วิธีการวัดความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าและการวัดประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่ขายได้ที่ดีอย่างหนึ่ง คือการพิจารณาจากค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (ในสหรัฐฯ จะเรียกว่าค่า capacity factor) ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าคำนวณจากหน่วยผลิตที่ได้ในช่วงเวลาหนึ่งเทียบกับหน่วยผลิตที่ควรจะผลิตได้ในกรณีที่มีการเดินเครื่องโดยไม่หยุด และเป็นการเดินเครื่องตามอัตรากำลังผลิตสูงสุดในช่วงเวลาหนึ่ง [43] ต่างจากต้นทุนการก่อสร้าง ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเป็นตัวเลขที่สามารถตรวจวัดได้อย่างแม่นยำและไม่เป็นที่ถกเถียง และมักมีการตีพิมพ์ตารางค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอในนิตยสารด้านการค้า อย่างเช่น Nucleonics Week และ Nuclear Engineering International

เช่นเดียวกับต้นทุนการก่อสร้าง ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ามักจะต่ำกว่าที่พยากรณ์ไว้เสมอ บริษัทผู้ผลิตและผู้ส่งเสริมเทคโนโลยีนิวเคลียร์มักอ้างว่า โรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีความพึ่งพาได้สูง โดยอาจต้องหยุดเดินเครื่องเป็นช่วง ๆ เพื่อการบำรุงรักษาและการใส่แท่งเชื้อเพลิงใหม่เท่านั้น (เครื่องปฏิกรณ์บางแบบอย่างเช่น AGR และ Candu สามารถเติมเชื้อเพลิงเองได้อย่างต่อเนื่อง และต้องปิดเครื่องเฉพาะเพื่อการบำรุงรักษาเท่านั้น) ทำให้มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าสูงถึง 85-95% อย่างไรก็ตาม การเดินเครื่องที่แท้จริงต่ำมากและในราวปี 2523 อัตราเฉลี่ยค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั่วโลกอยู่ที่ประมาณ 60% เพื่อแสดงให้เห็นผลกระทบเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ สมมติว่าต้นทุนคงที่คิดเป็นสองในสามของต้นทุนพลังงานทั้งหมดและมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าที่ 90% ในกรณีที่ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าจริงลดเหลือเพียง 60% จะทำให้ต้นทุนโดยรวมทั้งหมดสูงขึ้นถึงหนึ่งในสาม ในกรณีที่ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าต่ำ ซึ่งเป็นผลมาจากความผิดพลาดของอุปกรณ์ จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของพลังงานสูงกว่านี้อีก

อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่ปลายทศวรรษ 1980 เป็นต้นมา อุตสาหกรรมนิวเคลียร์ทั่วโลกพยายามปรับปรุงสมรรถนะให้ดีขึ้น ในปัจจุบันค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยอยู่ที่มากกว่า 80% สหรัฐฯ มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อปีที่ประมาณ 90% เทียบกับ 60% ในช่วงปี 2523 แม้ว่าค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยตลอดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าในสหรัฐฯ จะอยู่เพียง 70%

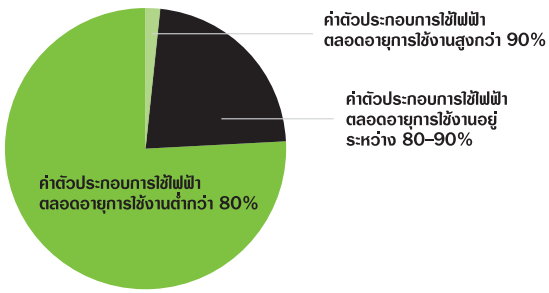
จากเครื่องปฏิกรณ์ที่เดินเครื่องทั้งหมด 414 หน่วย มีเพียง 7 หน่วยที่เดินเครื่องมาแล้วอย่างน้อยหนึ่งปีและมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งานสูงเกินกว่า 90% และเฉพาะโรงไฟฟ้าในระดับบนเพียง 100 แห่งที่จะมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าตลอดอายุใช้งานสูงกว่า 80% ที่น่าสนใจก็คือ โรงไฟฟ้าระดับบนทั้ง 13 แห่งตั้งอยู่ใน 3 ประเทศเท่านั้น โดย 6 เครื่องตั้งอยู่ในเกาหลีใต้ 5 เครื่องในเยอรมนีและ 2 เครื่องในฟินแลนด์ ซึ่งหมายความว่าสมรรถนะการทำงานจะขึ้นอยู่กับทักษะของผู้ใช้งานเป็นหลัก และขึ้นอยู่กับวิธีบริหารจัดการ มากกว่าจะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีและบริษัทผู้ผลิต

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

เครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่ ๆ ก็อาจพัฒนาระดับความพึ่งพาได้ให้สูงเช่นเดียวกับเครื่องปฏิกรณ์ในระดับบนเพียง 2% ที่มีอยู่ แต่ในทำนองเดียวกันเครื่องปฏิกรณ์เหล่านี้ก็อาจประสบกับปัญหาในช่วงเริ่มต้นเช่นเดียวกับเครื่องปฏิกรณ์รุ่นก่อน กรณีที่น่าสนใจก็คือประสบการณ์ของฝรั่งเศสกับเครื่องปฏิกรณ์รุ่น N4 ในช่วงปลายทศวรรษ 1990 (โปรดดูบทที่ 1 “คำสั่งซื้อในปัจจุบัน”) โปรดสังเกตว่าในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ สมรรถนะการเดินเครื่องในปีแรกซึ่งมีโอกาสเผชิญกับปัญหาการดำเนินงานในช่วงต้นมาก จะส่งผลกระทบรุนแรงมากกว่าปัญหาในช่วงปีหลัง ๆ ทั้งนี้เพราะกระบวนการเฉลี่ยภาระ (ต้นทุนที่เกิดขึ้นในช่วงปีแรก ๆ จะมีการเฉลี่ยมากกว่าต้นทุนในปีหลัง ๆ โปรดดูบทที่ 2 “ต้นทุนคงที่”) สมรรถนะในช่วงปีหลังอาจลดลงเนื่องจากการสึกหรอของอุปกรณ์และต้องมีการซ่อมแซมทดแทน และการจำเป็นต้องมีการปรับปรุงเครื่องปฏิกรณ์รุ่นดังกล่าวเพื่อให้มีมาตรฐานความปลอดภัยใกล้เคียงกับรุ่นปัจจุบัน สมรรถนะที่ลดลงอาจไม่ได้มีการนำมาคำนวณในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์อย่างชัดเจนเนื่องจากกระบวนการเฉลี่ยภาระต้นทุนดังกล่าว จากประสบการณ์ที่ผ่านมาการระบุว่าเครื่องปฏิกรณ์มีความพึ่งพาได้ถึง 90% หรือมากกว่านั้นเป็นสิ่งที่ดูไม่สมเหตุผลนัก

ต้นทุนและกองทุนการปลดระวาง ต้นทุนในส่วนนี้ประเมินได้ยากเพราะที่ผ่านมาเรายังไม่มีประสบการณ์ปลดระวางโรงไฟฟ้าขนาดที่ใช้ในเชิงพาณิชย์มากนัก ในทำนองเดียวกัน ต้นทุนที่ไม่แน่นอนของการกำจัดกากของเสียโดยเฉพาะกากของเสียที่มีอายุยืนยาวระดับกลางหรือระยะยาว เป็นต้นทุนที่มีสัดส่วนสูงสำหรับต้นทุน

แผนภูมิ 2.1 สมรรถนะของเครื่องปฏิกรณ์ที่เดินเครื่องอยู่
ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของเครื่องปฏิกรณ์ที่เดินเครื่องอยู่ทั่วโลกและมีอายุการใช้งานเต็มที่อย่างน้อยหนึ่งปี 414 หน่วย



การหยุดเดินเครื่องบ่อย ๆ หรือความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทำให้ประสิทธิภาพลดลง ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าเป็นการวัดไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามจำนวนจริงของโรงไฟฟ้าเทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่ควรจะผลิตได้ถ้ามีการเดินเครื่องอย่างต่อเนื่อง

หมายเหตุ: ตารางค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้ามักมีการตีพิมพ์อย่างสม่ำเสมอในนิตยสารด้านการค้า อย่างเช่น Nucleonics Week และ Nuclear Engineering International

การปลดระวาง อย่างไรก็ตาม แม้ในโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ให้หลักประกันอย่างมากว่าจะมีเงินทุนสำหรับค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ ก็ไม่ทำให้ความคุ้มทุนโดยรวมของพลังงานนิวเคลียร์เปลี่ยนแปลงไป ยกตัวอย่างเช่น ในกรณีที่เจ้าของโรงไฟฟ้าได้รับเงื่อนไขจะต้องวางเงินก้อนหนึ่งเพื่อเตรียมไว้สำหรับการปลดระวางตั้งแต่เริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้า ก็จะทำให้ต้นทุนการก่อสร้างเพิ่มขึ้นเพียงประมาณ 10% บริษัท British Energy (ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอังกฤษที่เกิดจากการแปรรูป) ได้จัดสรรงบประมาณซึ่งไม่เพียงพอสำหรับการปลดระวางในขั้นที่ 1 และได้รับเงื่อนไขให้ต้องสมทบทุนเป็นจำนวนเงินน้อยกว่า 20 ล้านปอนด์ต่อปี ซึ่งคิดเป็นต้นทุนเพียงประมาณ 0.3 ปอนด์/เมกะวัตต์ชั่วโมง (โปรดดูภาคผนวก ข.)

ปัญหาจะเกิดขึ้นเมื่อมีการประเมินต้นทุนในเบื้องต้นต่ำเกินไป ในกรณีที่เงินที่กันไว้หายไปหรือในกรณีที่บริษัทล้มละลายก่อนที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะหมดอายุการใช้งาน ปัญหาต่าง ๆ เหล่านี้เกิดขึ้นในอังกฤษ (โปรดดูภาคผนวก ข เกี่ยวกับการจัดการงบประมาณการปลดระวางที่ผิดพลาดในอังกฤษ) ต้นทุนการปลดระวางที่ประเมินไว้สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยุคแรกของอังกฤษเพิ่มขึ้นหลายเท่าตามมูลค่าจริงในช่วงสองสามทศวรรษที่ผ่านมาเมื่อบริษัท CEGB (ซึ่งเดิมเป็นหน่วยงานผลิตไฟฟ้าของรัฐที่ผูกขาดการผลิตไฟฟ้าให้กับอังกฤษและเวลส์) ถูกแปรรูปในปี 2533 งบประมาณที่เป็นส่วนการบริจาคของผู้บริโภคไม่ได้ถูกส่งต่อไปยังบริษัทที่รับช่วงต่อมา กล่าวคือบริษัท Nuclear Electric และเงินอุดหนุนที่รัฐบาลให้ในระหว่างปี 2533-2539 ซึ่งเป็นเงินที่ Michael Heseltine [44] ระบุว่าถูกกันไว้เพื่อ “การปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่เก่าและไม่ปลอดภัย” กลับถูกใช้ในรูปกระแสเงินสดโดยบริษัทที่เป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า ส่วนที่เหลือก็ถูกโอนกลับเข้าไปในกระทรวงการคลัง เมื่อบริษัท British Energy ล้มละลาย ทำให้ผู้เสียภาษีในอนาคตจะต้องแบกรับภาระต้นทุนการปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เก่าเหล่านี้แทน

ประกันภัยและภาระรับผิดชอบ ในระดับสากลมีกฎหมายอยู่เพียงสองฉบับที่เกี่ยวข้องกับการกำกับดูแลความรับผิดชอบด้านนิวเคลียร์ กล่าวคือ กฎบัตรของทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศว่าด้วยความรับผิดชอบต่อพลเรือนในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ปี 2506 และอนุสัญญาปารีสว่าด้วยภาระรับผิดชอบต่อบุคคลที่สามสำหรับโครงการพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งเป็นกฎบัตรของ OECD และมีมาตั้งแต่ปี 2503 และอนุสัญญาเสริมบรัสเซลที่เชื่อมโยงกันของปี 2506 อนุสัญญาเหล่านี้เชื่อมโยงกับพิธีสารร่วม (Joint Protocol) ซึ่งรับรองเมื่อปี 2531 เป้าหมายหลักของ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Dounreay ที่ถูกปลดระวางในสก็อตแลนด์ต้นทุนการปลดระวางยากที่จะคำนวณได้และต้นทุนการกำจัดกากของเสียก็ไม่แน่นอน

อนุสัญญาได้แก่

1. จำกัดความรับผิดชอบไว้ที่วงเงินจำนวนหนึ่ง และจำกัดระยะเวลาการอ้างสิทธิเพื่อการเยียวยา
2. กำหนดให้เจ้าของโรงไฟฟ้าต้องทำประกันภัยหรือวางเงินค้ำประกันในรูปแบบอื่น
3. กำหนดให้เจ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นผู้แบกรับภาระรับผิดชอบทั้งหมด
4. กำหนดให้เจ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ต้องแบกรับความรับผิดชอบอย่างเคร่งครัด ไม่ว่าจะเป็นความผิดพลาดเนื่องจากสาเหตุใด แต่ก็มีข้อยกเว้น (ในบางครั้งมีการเรียกผิด ๆ ว่าเป็นความรับผิดชอบโดยสมบูรณ์) และ
5. มอบอำนาจการตัดสินให้เป็นสิทธิเด็ดขาดของศาลในประเทศซึ่งปรกติจะเป็นศาลในประเทศที่เกิดอุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ขึ้น

ในปี 2540 มีการรับรองพิธีสารเพื่อแก้ไขอนุสัญญาเวียนนา และมีผลบังคับใช้ในปี 2546 และในปี 2547 มีการรับรองพิธีสารสำหรับอนุสัญญาปารีส กฎบัตรทั้งสองฉบับเปลี่ยนแปลงนิยามความเสียหายทางนิวเคลียร์และขอบเขตความเสียหาย ในอนุสัญญาบรัสเซลมีการกำหนดเพดานความรับผิดชอบไว้ดังนี้ ผู้ประกอบการ (ที่มีประกันภัย) 700 ล้านเหรียญยูโร รัฐบาลที่เป็นเจ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (กองทุนสาธารณะ) 500 ล้านยูโร และเงินสนับสนุนจากรัฐ 300 ล้านยูโร รวมเป็นเงิน 1,500 ล้านยูโร เพดานความรับผิดชอบใหม่ดังกล่าว ยังไม่ได้รับสัตยาบันรับรองจากประเทศสมาชิกทั้งหมด จึงยังไม่มีผลบังคับใช้

ประเทศที่มีเครื่องปฏิกรณ์นิวเคลียร์ทุกประเทศไม่ได้เป็นภาคีของอนุสัญญาทั้งสอง ประเทศที่ไม่ได้ลงนามได้แก่ สหรัฐฯ สวิตเซอร์แลนด์ แคนาดา จีนและอินเดีย นอกจากนั้นอนุสัญญาดังกล่าวมุ่งจำกัดภาระประกันภัยให้ต่ำสุด และหลายประเทศพยายามกำหนดให้ผู้ประกอบการหรือรัฐบาลต้องรับผิดชอบส่วนมากกว่าความรับผิดชอบขั้นต่ำข้างต้น

ตาราง 2.1 ชี้ให้เห็นเพดานของความรับผิดชอบระดับต่าง ๆ กัน ตั้งแต่ระดับต่ำมากอย่างเช่น ในเม็กซิโกไปจนถึงระดับที่ค่อนข้างสูงอย่างเช่นในเยอรมนี

ระดับความเสียหายที่เกิดขึ้นจากวิกฤตเชอร์โนบิลซึ่งน่าจะสูงถึงหลายแสนล้านยูโร ไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขความรับผิดชอบของบริษัทประกันภัยทั่วไป ถึงจะมีบริษัทที่กล้ารับทำประกันภัย ในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุสำคัญขึ้นมาจริง ๆ ก็อาจทำให้บริษัทประกันภัยล้มละลายได้

มีรายงานว่า Electricité de France (EdF) ซึ่งเป็นหน่วยงานผลิตไฟฟ้าของฝรั่งเศสถูกบังคับให้ต้องทำประกันภัยกับบริษัทเอกชนเต็มวงเงินสำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ แต่ก็มีการใช้เพดานความรับผิดชอบในระดับสากลมาจำกัดวงเงินไว้ที่ประมาณ 420 ล้านยูโร ซึ่งจะทำให้ค่าเบี้ยประกันภัยของ EdF สูงขึ้นจาก 0.0017 เป็น 0.019 เซ็นต์ยูโร/กิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งจะทำให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น 8% อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ไม่มีเพดานกำหนดความรับผิดชอบ ผู้ประกอบการต้องรับผิดชอบค่าเสียหายทั้งหมดในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุ ซึ่งจะทำให้ค่าเบี้ยประกันเพิ่มสูงขึ้นถึง 5 เซ็นต์ยูโร/กิโลวัตต์ชั่วโมง และทำให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้นถึงประมาณ 300% [45]

มีข้อเสนอว่า “พันธบัตรวินาศภัย” อาจเป็นหนทางที่ช่วยให้ผู้ประกอบการสามารถรับผิดชอบค่าใช้จ่ายจากอุบัติเหตุได้สอดคล้องกับความจริงมากขึ้น พันธบัตรวินาศภัยจะให้ผลตอบแทนสูง และค้ำประกันด้วยเงินประกันภัย โดยกำหนดเงื่อนไขให้มีการชะลอหรือยกเลิกการจ่ายดอกเบี้ยและ/หรือเงินต้นในกรณีที่เกิดวินาศภัยบางอย่าง อย่างเช่น แผ่นดินไหว แต่ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าข้อเสนอดังกล่าวจะช่วยให้ระบบการรับผิดชอบในกรณีเกิดอุบัติเหตุนิวเคลียร์ดีขึ้นหรือไม่ และจะส่งผลกระทบต่อความคุ้มทุนของพลังงานนิวเคลียร์มากเพียงใด

ตาราง 2.1 เพดานภาระรับผิดชอบและความมั่นคงด้านการเงินในหลายประเทศของ OECD ในเดือนตุลาคม 2549 (ไม่เป็นทางการ) [46]

ประเทศ	ความรับผิดชอบเป็นเงินสกุลในประเทศหรือสิทธิถอนเงินพิเศษ (SDR)ในวงเงินเทียบเท่าเงินเหรียญสหรัฐ	เพดานจำกัดด้านการเงินในกรณีที่แตกต่างจากภาระรับผิดชอบที่คิดเป็นวงเงินเทียบเท่าเงินเหรียญสหรัฐ
เบลเยี่ยม	300 ล้าน SDR (438 ล้านเหรียญสหรัฐ)	
แคนาดา		75 ล้าน CAD (63 ล้านเหรียญสหรัฐ)
สาธารณรัฐเช็ค	6,000 ล้าน CZK (252.8 ล้านเหรียญสหรัฐ)	1.5 พันล้าน CZK (63 ล้านเหรียญสหรัฐ)
ฟินแลนด์	175 ล้าน SDR (255.5 ล้านเหรียญสหรัฐ)	
ฝรั่งเศส	76 ล้าน SDR (111.5 ล้านเหรียญสหรัฐ)	
เยอรมนี	ไม่จำกัด	2.5 พันล้าน EUR (3,000 ล้านเหรียญสหรัฐ)
ญี่ปุ่น	ไม่จำกัด	60 พันล้าน YEN (538.8 ล้านเหรียญสหรัฐ)
เม็กซิโก	100 ล้าน MXN (9.3 ล้านเหรียญสหรัฐ)	
สโลวาเกีย	75 ล้าน EUR	
สเปน	25 พันล้าน ESP (183.8 ล้านเหรียญสหรัฐ)	
สวิตเซอร์แลนด์	ไม่จำกัด	1.1 พันล้าน CHF (866.5 ล้านเหรียญสหรัฐ)
อังกฤษ	150 ล้าน SDR (219 ล้านเหรียญสหรัฐ)	
สหรัฐฯ	10.4 พันล้านเหรียญสหรัฐ	300 ล้านเหรียญสหรัฐ

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

ต้นทุนผันแปร

ต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิง (O&M) ในการศึกษาเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ทั่วไป เรามักไม่ให้ความสำคัญกับต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิงมากนักดังที่จะพูดถึงด้านล่าง ต้นทุนเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ค่อนข้างต่ำและสามารถพยากรณ์ได้ค่อนข้างแม่นยำ อย่างไรก็ตาม การพยากรณ์ต้นทุนดำเนินงานที่ต่ำในช่วงปลายทศวรรษ 1980 และต้นทศวรรษ 1990 มีความผิดพลาดมาก ในช่วงที่มีการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในสหรัฐฯ จำนวนหนึ่ง ทั้งนี้เนื่องจากต้นทุนในการเดินเครื่อง (ซึ่งไม่รวมถึงการชำระคืนต้นทุนคงที่) กลับสูงกว่าต้นทุนในการก่อสร้าง และการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซทดแทนมาก เป็นที่ปรากฏว่าต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิงโดยเฉลี่ยจะสูงกว่า 22 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง ในขณะที่ต้นทุนเชื้อเพลิงในขณะนั้นสูงกว่า 12 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง [47] มีความพยายามอย่างมากที่จะลดต้นทุนในส่วนนี้ และในช่วงกลางทศวรรษ 1990 ค่าเฉลี่ยของต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิงได้ลดลงเป็นประมาณ 12.5 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง ในขณะที่ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงอยู่ที่ 4.5 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม โปรดสังเกตว่าต้นทุนที่ลดลงเหล่านี้เป็นผลเนื่องมาจากการปรับปรุงความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้ามากกว่าการลดต้นทุนในส่วนนั้นอย่างแท้จริง ต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิงส่วนใหญ่จะเป็นต้นทุนคงที่ ไม่ว่าจะเป็นค่าจ้างพนักงานและการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และมักไม่แปรผันตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังนั้น ยิ่งผลิตไฟได้มากเท่าไร ต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิงต่อหน่วยไฟฟ้าก็จะลดลง จากที่เคยมีการขู่จะปิดโรงไฟฟ้าโดยใช้เหตุผลด้านเศรษฐศาสตร์ ในปัจจุบันไม่มีการใช้เหตุผลเช่นนั้น เนื่องจากโรงไฟฟ้ามีต้นทุนการผลิตต่ำ

เป็นที่สังเกตว่าบริษัท British Energy ซึ่งได้รับมอบโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ 8 โรงเมื่อมีการตั้งบริษัทในปี 2539 ต้องล้มละลายเมื่อปี 2545 เนื่องมาจากรายได้จากการดำเนินงานไม่เพียงพอกับค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง เหตุผลส่วนหนึ่งก็เนื่องมาจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูง โดยเฉพาะค่าใช้จ่ายในการแปรสภาพเชื้อเพลิงใช้แล้ว ซึ่งในปัจจุบันทำได้เพียงในประเทศอังกฤษและฝรั่งเศส (โปรดดูด้านล่าง) ในเวลาต่อมา บริษัท British Energy ยอมรับว่าค่าใช้จ่ายในช่วงเวลานั้นยังไม่เพียงพอที่จะบำรุงรักษาให้โรงไฟฟ้าอยู่ในสภาพดี [48] ต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิงโดยเฉลี่ยที่บริษัท British Energy ต้องจ่ายให้กับโรงไฟฟ้าทั้ง 8 แห่งรวมทั้งค่าเชื้อเพลิง มีอัตราตั้งแต่ 24.5-28.0 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ในระหว่างปี 2540-2547 อย่างไรก็ตาม ในช่วงหกเดือนแรกของปีงบประมาณ 2549/50 ต้นทุนการเดินเครื่องซึ่งรวมถึงค่าเชื้อเพลิงอยู่ที่ 35.5 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง เนื่องจากโรงไฟฟ้าบางโรงมีผลการดำเนินงานไม่ดี

ต้นทุนเชื้อเพลิง

ต้นทุนเชื้อเพลิงลดลงเนื่องจากราคายูเรเนียมในตลาดโลกลดต่ำลงตั้งแต่ช่วงกลางทศวรรษ 1970 แม้ว่าในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ราคายูเรเนียมได้เพิ่มขึ้นมากกว่าสองเท่าในปี 2549 ราคายูเรเนียมที่สูงขึ้นไม่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนเชื้อเพลิงของเครื่องปฏิกรณ์มากนัก แม้ว่าต้นทุนเชื้อเพลิงส่วนใหญ่จะถูกใช้ไปกับการแปรสภาพ อย่างเช่น กระบวนการเสริมสมรรถนะก็ตาม

ต้นทุนเชื้อเพลิงโดยเฉลี่ยในสหรัฐฯ อยู่ที่ประมาณ 5 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมงแต่ก็ดูจะต่ำเกินไป ทั้งนี้เพราะรัฐบาลสหรัฐฯ ใช้วิธีคำนวณต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วโดยใช้อัตราคงที่ที่ 1 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งเป็นตัวเลขที่กำหนดโดยสหรัฐฯ เองตั้งแต่เมื่อสองทศวรรษก่อน และไม่สอดคล้องกับความเป็นจริง เนื่องจากในปัจจุบันยังไม่มีแหล่งกำจัดเชื้อเพลิงทั้งในสหรัฐฯ เองหรือที่อื่น ๆ และที่ผ่านมามีเพียงการจัดเก็บแท่งเชื้อเพลิงใช้แล้วในสถานที่จัดเก็บชั่วคราวในระหว่างรอการก่อสร้างที่จัดเก็บแท่งเชื้อเพลิงใช้แล้ว ซึ่งคาดว่าจะเป็นแถบภูเขา Yucca

ต้นทุนเชื้อเพลิงคิดเป็นสัดส่วนน้อยของประมาณการณ์สำหรับต้นทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การประเมินเรื่องการกำจัดเชื้อเพลิงใช้แล้วทำได้ยาก การแปรรูปเชื้อเพลิงก็มีต้นทุนสูง และไม่ได้ช่วยแก้ปัญหาการกำจัดของเสียมากนัก กระบวนการแปรสภาพเป็นเพียงการแบ่งเชื้อเพลิงใช้แล้วออกเป็นส่วนต่าง ๆ แต่ไม่ได้ช่วยลดปริมาณกัมมันตรังสีหรือภาระความร้อน (Heat load) แต่อย่างใด อันที่จริง การแปรสภาพยังทำให้เกิดของเสียที่แพร่กัมมันตรังสีในระดับต่ำและกลางจำนวนมาก เนื่องจากอุปกรณ์และวัตถุดิบทุกชนิดที่ใช้ในการแปรสภาพจะกลายเป็นกากของเสียกัมมันตรังสีทั้งสิ้น ก่อนที่บริษัท British Energy จะล้มละลายก็มีสัญญาการแปรสภาพเชื้อเพลิงกับบริษัท BNFL ซึ่งคาดว่ามีมูลค่า 300 ล้านปอนด์ต่อปี หรือคิดเป็นประมาณ 5 ปอนด์/เมกะวัตต์ชั่วโมง สัญญาฉบับใหม่น่าจะช่วยให้ British Energy ประหยัดเงินไปได้

ประมาณ 150-200 ล้านปอนด์ต่อปี ซึ่งจะเป็นไปได้ก็ต่อเมื่อรัฐบาลยินยอมเข้ามาแบกรับภาระขาดทุนของ BNFL การประเมินต้นทุนการกำจัดกากของเสียที่มีกัมมันตรังสีสูงทำได้ยาก เนื่องจากสถานที่กำจัดกากของเสียดังกล่าวยังไม่เคยถูกสร้างขึ้นมา หรือไม่เคยมีการก่อสร้างแต่อย่างใด ดังนั้นการประเมินต้นทุนจึงน่าจะมีความผิดพลาดได้มาก

การลงบัญชีอายุขัยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าในยุค III/III+ มีคุณสมบัติที่ดีกว่ารุ่นเก่าอย่างหนึ่งคือได้รับการออกแบบให้มีอายุการใช้งานประมาณ 60 ปี ในขณะที่โรงไฟฟ้ารุ่นเก่ามีอายุการใช้งานประมาณครึ่งเดียว สำหรับเทคโนโลยีที่ใช้ต้นทุนคงที่เป็นสัดส่วนสูง การยืดอายุการใช้งานออกเป็นสองเท่าน่าจะช่วยลดต้นทุนคงที่ต่อหน่วยลงอย่างมาก เพราะจะมีเวลาเดินเครื่องเพื่อสร้างกำไรได้ยาวนานขึ้น แต่ในทางปฏิบัติ สิ่งนี้ไม่อาจเกิดขึ้น เนื่องจากโดยปรกติแล้วจะต้องมีการชำระคืนเงินกู้ยืมภายใน 15-20 ปี และในแง่การคำนวณการปรับลดกระแสเงินสด ต้นทุนและกำไรที่จะเกิดขึ้นในช่วงไกลกว่า 10-15 ปีมักจะมีผลกระทบน้อย

มีความพยายามที่จะยืดอายุขัยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และเครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำอัดความดันในปัจจุบันมักจะมีอายุการใช้งานมากกว่า 40 ปี เมื่อเทียบกับอายุการใช้งานเดิมที่ 30 ปี ในปัจจุบันการตัดสินใจลงทุนยืดอายุการใช้งานในสหรัฐฯ ดูจะเป็นเรื่องที่สอดคล้องกับหลักเศรษฐศาสตร์ อย่างไรก็ตาม ในการยืดอายุขัยจะต้องใช้เงินลงทุนใหม่จำนวนมากเพื่อทดแทนอุปกรณ์ส่วนที่สึกหรอ และช่วยให้โรงไฟฟ้ามีมาตรฐานใกล้เคียงกับมาตรฐานความปลอดภัยในปัจจุบัน ในบางกรณีการยืดอายุขัยก็ไม่อาจทำได้ อย่างเช่น ในกรณีเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AGR ของอังกฤษซึ่งตามการออกแบบเดิมจะมีอายุการใช้งาน 25 ปี แต่ในปัจจุบันคาดว่าจะสามารถเดินเครื่องได้ 35 ปี แต่การยืดอายุให้ยาวนานกว่านั้นไม่น่าจะทำได้ เนื่องจากปัญหาของตัวหน่วงความเร็วที่เป็นกราไฟต์ [49]

ผลกระทบจากการเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้า

ในช่วงที่อุตสาหกรรมไฟฟ้ามีลักษณะผูกขาด หน่วยงานผลิตไฟฟ้ามักได้รับการค้ำประกันให้สามารถถอนทุนที่มีการใช้อย่างเป็นประโยชน์และรอบคอบคืนได้ทั้งหมด ซึ่งทำให้ผู้ออกเงินกู้ยืมมีความเสี่ยงจากการลงทุนน้อย เนื่องจากผู้บริโภคต้องเป็นผู้แบกรับความเสี่ยงเกือบทั้งหมด ต้นทุนของเงินจะแตกต่างกันไปในแต่ละประเทศ และขึ้นอยู่กับว่าหน่วยผลิตไฟฟ้านั้นเป็นของรัฐหรือเอกชน หน่วยผลิตไฟฟ้าที่เป็นของรัฐในประเทศ OECD มักจะได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือทางการเงินสูง และไม่จำเป็นต้องทำการเพิ่มทุน (ซึ่งอาจทำให้เกิดค่าใช้จ่ายมากกว่าการมีภาระหนี้) ดังนั้นต้นทุนของเงินของหน่วยผลิตไฟฟ้าเหล่านี้จึงต่ำกว่าบริษัทเอกชน โดยอยู่ในระดับ 5-8%

แต่ต้นทุนของเงินที่ต่ำเป็นเพียงภาพลวงและมักทำให้หน่วยงานต่าง ๆ เลือกลงทุนในโครงการที่มีมูลค่าสูงกว่าที่ควรจะเป็น ทั้งนี้เพราะไม่ต้องแบกรับความเสี่ยงทางเศรษฐกิจ การสร้างโรงไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นแบบใดมักเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูง เพราะการเลือกเชื้อเพลิงอาจเป็นการตัดสินใจที่ผิดก็ได้ ต้นทุนการก่อสร้างอาจเพิ่มสูงขึ้น ในขณะที่ความต้องการไฟฟ้าอาจไม่เพิ่มขึ้นตามอัตราที่พยากรณ์ไว้ แต่เนื่องจากผู้บริโภคหรือผู้เสียภาษีมักเป็นผู้ที่ต้องรับผิดชอบในกรณีที่เกิดความผิดพลาดขึ้น หน่วยงานผลิตไฟฟ้าและผู้ให้เงินกู้ยืมจึงมักไม่ให้ความสำคัญกับความเสี่ยงเหล่านี้ แต่ถ้าหน่วยงานเหล่านี้ต้องแบกรับความเสี่ยงในกรณีที่เทคโนโลยีมีความผิดพลาดหรือการตัดสินใจเลือกเชื้อเพลิงผิดพลาด ซึ่งจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อผลกำไรของพวกเขา หน่วยงานเหล่านี้ย่อมมีความรอบคอบในการตัดสินใจด้านการลงทุนมากขึ้น มีการเลือกลงทุนในโครงการที่มีมูลค่าต่ำ มีความเสี่ยงน้อยในกรณีที่เกิดความผิดพลาดร้ายแรงขึ้น

ในระบบตลาดผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ ความเสี่ยงจากการลงทุนต้องเป็นภาระของผู้ลงทุนไม่ใช่ผู้บริโภคเนื่องจากผู้ลงทุนจะมีข้อมูลดีที่สุดและสามารถควบคุมจัดการโครงการได้ ต้นทุนของเงินจะสะท้อนถึงความเสี่ยงของโครงการ ยกตัวอย่างเช่นในปี 2545 ในอังกฤษ (ซึ่งเป็นช่วงที่มีการแปรรูปตลาดไฟฟ้าจนสมบูรณ์) ประมาณ 40% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นของบริษัทที่กำลังประสบปัญหาด้านการเงิน (ครึ่งหนึ่งเป็นบริษัทนิวเคลียร์) และหลายบริษัทรวมถึงธนาคารต้องขาดทุนเป็นเงินหลายพันล้านปอนด์จากการลงทุนในโรงไฟฟ้าที่ตนเป็นผู้สร้างหรือให้เงินทุน ในกรณีดังกล่าว ถ้าต้นทุนของเงินที่แท้จริงอยู่ไม่เกิน 15% ก็ถือว่าโครงการนั้นมีความเหมาะสม [50] แต่ในกรณีที่มีรัฐบาลเข้ามาค้ำประกันและทำให้ความเสี่ยงลดลง ต้นทุนของเงินก็จะลดลงด้วย แต่หมายถึงว่ารัฐต้องจัดสรรเงินอุดหนุนมาให้เป็นพิเศษ ซึ่งเป็นการบิดเบือนการจัดสรรทรัพยากรที่มีประสิทธิภาพตามกลไกตลาด เป็นการจัดสรรทรัพยากร (เงินทุน) ให้ด้วยต้นทุนที่ต่ำกว่าความเป็นจริง และไม่เป็นที่ชัดเจนว่าความช่วยเหลือจากรัฐในรูปแบบนี้จะขัดกับกฎหมายของสหภาพยุโรปหรือไม่

ประสบการณ์ในสหรัฐฯ

โดยหลักแล้วตลาดไฟฟ้าแบบแข่งขันเกิดขึ้นเนื่องจากประสบการณ์ของพลังงานนิวเคลียร์ในสหรัฐฯ ในช่วงทศวรรษ 1970 ในขณะที่

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์เริ่มจ่ายไฟในราคาที่สูงกว่าต้นทุนประมาณการณ์มาก ส่งผลให้ผู้บริโภคต้องจ่ายค่าไฟเพิ่มถึงสามเท่าในช่วงปี 2513-2523 ความไม่พอใจของประชาชนส่งผลให้มีการผ่านกฎหมาย (พระราชบัญญัตินโยบายกำกับดูแลหน่วยงานด้านสาธารณูปการสาธารณะ 2521 หรือ 1978 Public Utilities Regulatory Policies Act) ซึ่งกำหนดให้หน่วยงานด้านสาธารณูปการของสหรัฐฯ ต้องซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตในราคาที่ต่ำกว่าต้นทุนประมาณการณ์ในกรณีที่หน่วยงานผลิตไฟฟ้าเอง

ผู้ที่คาดการณ์ว่าไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำเช่นนั้นจะมีอยู่จริงต้องประหลาดใจ ในช่วงกลางทศวรรษ 1980 หน่วยงานหลายแห่งใช้ระบบประมูลการจัดซื้อพลังงานแบบแข่งขัน โดยบริษัทสามารถเข้าร่วมแข่งขันเสนอราคาสำหรับไฟฟ้าในปริมาณที่ต้องการเพิ่ม ยกตัวอย่างเช่น ในกรณีที่พยากรณ์ว่าความต้องการไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้น 500 เมกะวัตต์ จะมีการจัดการประกวดราคาอย่างเปิดเผยและบริษัทที่เสนอราคาต่ำสุดจะได้รับสัญญา และต้องผลิตไฟฟ้าตามจำนวนและราคาที่เสนอ ในระหว่างปี 2523-2545 สัดส่วนของไฟฟ้าที่ผลิตโดยบริษัทที่เป็นอิสระในสหรัฐฯ (ซึ่งไม่ใช่หน่วยงานด้านไฟฟ้าในท้องถิ่น) เพิ่มขึ้นจาก 2.2 เป็น 35%

ในสหรัฐอเมริกาในช่วงดังกล่าวเมื่อมีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ประมาณ 120 แห่ง และหลายโรงมีการสั่งซื้อแต่ก็มีการยกเลิกคำสั่งซื้อในเวลาต่อมา ผู้ที่แบกรับความเสี่ยงส่วนใหญ่จะเป็นผู้บริโภค ในบางกรณีที่หน่วยงานกำกับดูแลพบว่ามี “ความไม่รอบคอบ” ในการดำเนินงาน พวกเขาจะกำหนดให้เจ้าของโรงไฟฟ้าต้องแบกรับต้นทุนเพิ่มอันเป็นผลเนื่องมาจากความไม่รอบคอบของตน แทนที่จะผลักภาระให้ผู้บริโภค นอกจากนั้น ผู้บริโภคยังได้รับการคุ้มครองไม่ต้องแบกรับภาระต้นทุนอันเนื่องมาจากการยกเลิกโครงการโรงไฟฟ้า แต่โดยทั่วไปแล้ว หน่วยงานกำกับดูแลจะยอมให้มีการขึ้นค่าไฟที่จำเป็นเพื่อจ่ายให้กับต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์ที่บานปลาย และจ่ายให้กับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ยกเลิกไป ทั้งนี้ด้วยความเชื่อว่าในสภาวะที่ราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้น แหล่งพลังงานทางเลือกอื่น ๆ ก็จะมีราคาแพงเช่นกัน

การพัฒนาระบบจัดซื้อแบบแข่งขันทำให้ผู้ชนะการประกวดราคาต้องเสนอปริมาณไฟฟ้าในราคาประกันหรือตามสูตรคำนวณราคา ซึ่งทำให้การพยากรณ์ปริมาณไฟฟ้าและต้นทุนสามารถทำได้ อย่างไรก็ตาม ความเสี่ยงทางเศรษฐกิจในกรณีที่ต้นทุนจริงสูงกว่าราคาประกัน จะถูกส่งผ่านไปให้ผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า ผู้สร้างโรงไฟฟ้าแบบที่ไม่ใช่นิวเคลียร์เต็มใจที่จะแบกรับความเสี่ยงเหล่านี้เช่นเดียวกับบริษัทผู้ผลิตบริการเพิ่มประสิทธิภาพด้านพลังงาน ในเวลาต่อมา พลังงานนิวเคลียร์ซึ่งมีราคาสูงจนแข่งขันไม่ได้ต้องแบกรับความเสี่ยงจากงบประมาณที่บานปลาย และมีสถิติการเดินเครื่องที่ย่ำแย่ถึงกับหมดอนาคตในสหรัฐฯ หรือในประเทศอื่น ๆ ที่พัฒนาระบบจัดซื้อไฟฟ้าแบบแข่งขันอย่างจริงจัง

การปฏิรูปไฟฟ้าในที่อื่น

ในช่วงทศวรรษ 1990 ภายหลังการปฏิรูปในชิลีและอังกฤษ หน่วยงานที่รวมศูนย์ในแนวดิ่งของสหรัฐฯ ได้ถูกแบ่งแยกออกเป็นหน่วยผลิต หน่วยสายส่ง และหน่วยกระจายไฟฟ้า กระบวนการนี้เรียกว่าการปรับโครงสร้าง ในปัจจุบันการปรับโครงสร้างในสหรัฐฯ ได้ยุติลงเป็นส่วนใหญ่ อันเป็นผลมาจากวิกฤตพลังงานไฟฟ้าที่แคลิฟอร์เนียระหว่างปี 2543-44 ทำให้คนในประเทศแบ่งออกเป็นสองค่ายระหว่างฝ่ายที่เน้นทางเลือกของผู้บริโภคกับอีกฝ่ายหนึ่งที่ไม่สนับสนุน อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนระบบการผลิตไฟฟ้าจากแบบผูกขาดเป็นระบบตลาดรูปแบบใดรูปแบบหนึ่ง ซึ่งอาจไม่จำเป็นจะต้องสนับสนุนทางเลือกของผู้บริโภคทั้งหมด ยังคงเป็นสิ่งที่เกิดขึ้นโดยทั่วไป และระบบการจัดซื้อไฟฟ้าแบบแข่งขันได้แพร่หลายในยุโรปและละตินอเมริกา รวมทั้งในเอเชียและแอฟริกาบางส่วนด้วย

ในหลายกรณี การปฏิรูปเหล่านี้เกิดขึ้นพร้อมกับการนำระบบตลาดไฟฟ้าที่แข่งขันแบบวันต่อวันมาใช้ ถ้าตลาดแบบนี้ทำงานได้ผล ก็จะทำให้เจ้าของโรงไฟฟ้ามีความเสี่ยงมากขึ้น ในระบบตลาดดังกล่าวเจ้าของโรงไฟฟ้าไม่เพียงต้องเผชิญกับความเสี่ยงเนื่องจากต้นทุนที่เพิ่มขึ้น แต่ถ้าโรงไฟฟ้าไม่สามารถเดินเครื่องตามที่คาดการณ์ไว้ก็จะทำให้เกิดความเสี่ยงเช่นกันเพราะไม่รู้ว่าจะสามารถขายไฟฟ้าได้ในปริมาณเท่าใดและราคาใด

ยังไม่มีเครื่องปฏิกรณ์ใหม่หน่วยใดที่มีความสามารถในการแข่งขันอันที่จริงที่ผ่านมาไม่เคยมีการเสนอราคาโรงไฟฟ้าใหม่เลย ทั้งนี้มีเหตุผลสำคัญสองประการ ประการแรกโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีต้นทุนสูงกว่าแหล่งพลังงานฟอสซิลอื่น ๆ ประการที่สอง ตลาดที่แข่งขันทำให้ผู้ลงทุนต้องแบกรับความเสี่ยงทางการเงินทั้งหมด และนักลงทุนไม่พร้อมจะแบกรับความเสี่ยงของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

ในประเทศที่ยังคงมีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ผู้ที่แบกรับต้นทุนค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าที่สูงเกินจริงหรือค่าใช้จ่ายในกรณีที่เครื่องปฏิกรณ์ไม่สามารถเดินเครื่องได้เต็มที่ได้แก่บุคคลอื่น ๆ นอกจากนักลงทุนเอกชน [51] ในบางครั้งรัฐบาลจะเข้ามาแบกรับความเสี่ยง และผู้เสียภาษีเองก็อาจต้องแบกรับความเสี่ยงจากโครงการโรงไฟฟ้าเอง

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ San Onofre
แคลิฟอร์เนีย สหรัฐฯ ในวันที่อากาศเปิด

กล่อง 3 ตลาดสำหรับระบบไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ในอังกฤษ 2533–35

เพื่อให้เข้าใจวิธีจัดการกับความเสี่ยงเหล่านี้ เราน่าจะพิจารณาถึงเหตุการณ์ในอดีตในช่วงที่มีการจัดซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นจำนวนมากในอังกฤษ ภายหลังการเปิดเสรีอุตสาหกรรมไฟฟ้า (2533-35) และการลดความเสี่ยงทางเศรษฐกิจสำหรับผู้ซื้อ

• ต้นทุนการก่อสร้าง โดยปรกติแล้วการก่อสร้างโรงไฟฟ้ามักทำในรูปสัญญาครบวงจร (turnkey) อย่างเช่น การกำหนดราคาตายตัวสำหรับผู้ซื้อ ในกรณีที่ต้นทุนเพิ่มขึ้น บริษัทผู้ผลิตต้องเป็นผู้จ่ายส่วนต่างเอง

• ระยะเวลาการก่อสร้าง ภายใต้สัญญาแบบครบวงจร ในกรณีที่การก่อสร้างโรงไฟฟ้าล่าช้า บริษัทผู้ผลิตต้องจ่ายค่าชดเชยให้กับหน่วยงานพลังงานสำหรับต้นทุนที่เพิ่มขึ้น (ภาระดอกเบี้ย ต้นทุนจากการซื้อไฟฟ้าชดเชย ฯลฯ)

• ความพึ่งพาได้ บริษัทผู้ผลิตจะเป็นผู้รับประกันความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้า หรือมีการทำประกันเอาไว้ ในกรณีที่โรงไฟฟ้าไม่สามารถเดินเ ครื่องได้ตามสมรรถนะที่รับประกันไว้ หน่วยงานพลังงานจะต้องได้รับการชดเชย

• การทำสัญญาซื้อก๊าซและซื้อไฟฟ้าแบบ back-to-back เป็นสัญญาที่มีการจัดส่งก๊าซระยะยาว (ปรกติ 15 ปี) ในรูปแบบไม่ซื้อก็ต้องจ่าย (ta ke-or-pay) โดยกำหนดให้สามารถขึ้นราคาได้อย่างจำกัด สัญญาแบบนี้มักทำพร้อมกับสัญญาจัดซื้อไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาเดียวกันและมีปริมาณพลังงานใกล้เคียงกัน ทั้งนี้เพื่อเป็นหลักประกันว่าจะสามารถขายไฟฟ้าในราคาที่สูงกว่าต้นทุนที่ต้องจ่ายรวมทั้งค่าก๊าซ โปรดสังเกตว่าในหลายกรณี เจ้าของโรงไฟฟ้าจะทำหน้าที่เป็ นผู้จัดซื้อไฟฟ้าเองด้วย สัญญาเหล่านี้ให้ข้อคิดหลายประการ

• บริษัทผู้ผลิตเชื่อว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีความเสี่ยงน้อยเนื่องจากประกอบด้วยอุปกรณ์ที่ผลิตสำเร็จรูปจากโรงงาน ทำให้มีงานก่อสร้างในพื้นที่ไม่มากนัก และบริษัทผู้ผลิตสามารถควบคุมต้นทุนต่าง ๆ ได้เป็นส่วนใหญ่

• บริษัทผู้ผลิตเชื่อว่าการออกแบบอุปกรณ์ของเทคโนโลยีนี้สมบูรณ์แบบแล้ว ความเสี่ยงน้อยมากในกรณีที่สมรรถนะการเดินเครื่องต่ำ

• เทคโนโลยีไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไม่ใช่ประเด็นที่นำไปสู่การถกเถียงทางการเมือง ดังนั้นปัญหาความกังวลด้านความปลอดภัย การต่อต้านจาก สาธารณะและอื่น ๆ จะไม่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

• ตลาดขายปลีกในอังกฤษเปิดเสรีเพียงบางส่วน มีการวางแผนให้ตลาดเปิดเสรีภายในเวลา 6-8 ปี แต่มีหลายคนสงสัยว่าจะสามารถเปิดเสรีจนถึงระดับผู้ซื้อในครัวเรือนหรือไม่ ซึ่งหมายความว่า ผู้จัดซื้อไฟฟ้ามีความมั่นใจว่าพวกเขาสามารถควบคุมหนึ่งในสามของตลาดได้อย่างน้อยเป็นเวลา 6-8 ปี หรือนานกว่านั้น และสามารถผลักภาระต้นทุนที่เพิ่มขึ้นให้กับผู้บริโภคกลุ่มนี้ได้

• ในช่วงเวลานั้น อังกฤษเป็นประเทศที่มีก๊าซใช้อย่างพอเพียง และไม่มีแผนที่จะขยายการค้าก๊าซไปยังต่างประเทศ ทำให้สามารถกำหนดราคาก๊าซโดยไม่สนใจราคาน้ำมันได้ ทั้งนี้เพราะตลาดสำหรับก๊าซที่ผลิตในอังกฤษก็คืออังกฤษนั่นเอง

เป็นที่สังเกตว่า แม้สัญญาเหล่านี้ดูจะปลอดความเสี่ยงอย่างน้อยในช่วงเวลานั้น แต่ผลที่ได้กลับเป็นสัญญาที่ไม่ให้ผลกำไรมากนักกับเจ้าของโรงไฟฟ้า บริษัทผู้ผลิตและผู้บริโภค ความเสี่ยงที่พวกเขาไม่ได้คาดคิดกันก็คือ ในเวลาต่อมาราคาก๊าซตกลงอย่างมาก ทำให้เจ้าของโรงไฟฟ้าต้องจัดซื้อก๊าซในราคาที่ไม่สอดคล้องกับเศรษฐกิจ ความก้าวหน้าทางเทคนิคในช่วงปี 2538 ยังทำให้ประสิทธิภาพด้านความร้อนของระบบไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มขึ้นจากประมาณ 50% เป็นมากกว่า 55% และทำให้โรงไฟฟ้าแบบเก่าล้าสมัยไปทันที ระบบตลาดค้าปลีกเริ่มเปิดอย่างจริงจังในปี 2541 ส่งผลให้โอกาสที่เจ้าของโรงไฟฟ้าจะผลักภาระต้นทุนเพิ่มให้กับผู้บริโภคมีน้อยลง

จากมุมมองของบริษัทผู้ผลิต เทคโนโลยีแบบนี้กลับทำให้เกิดปัญหาที่ไม่คาดคิดและพวกเขาต้องจ่ายเงินเป็นจำนวนมากเพื่อชดเชยความพึ่งพาต่ำที่เกิดขึ้น ผู้บริโภค (แบบครัวเรือน) ที่ไม่มีทางเลือกเองก็ได้รับปัญหา เนื่องจากต้องซื้อไฟฟ้าในราคาแพง อันเป็นผลมาจากการที่มีการขายไฟฟ้าปลีกในราคาถูกให้กับตลาดในส่วนที่มีการแข่งขันมากกว่า (ผู้บริโภคแบบอุตสาหกรรม)

การจัดการความเสี่ยงในตลาดไฟฟ้าแบบแข่งขัน

ปัญหาความยุ่งยากในการแสวงหาทุนเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (หรือโรงไฟฟ้าที่ต้องใช้ทุนจำนวนมากหรือมีความเสี่ยงทางเทคโนโลยี) ในระบบตลาดไฟฟ้าแบบแข่งขันเป็นที่รู้กันเป็นเวลานาน เทคโนโลยีอื่นที่มีต้นทุนค่าก่อสร้างต่ำกว่าและมีความเสี่ยงทางเทคนิคน้อยกว่า โดยเฉพาะระบบไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม สามารถอยู่รอดได้ในตลาดไฟฟ้าแบบแข่งขัน ทั้งนี้เพราะผู้ผลิตอุปกรณ์ ผู้ให้เงินกู้ยืมและผู้ผลิตเชื้อเพลิงในบางกรณียินดีที่จะแบกรับความเสี่ยง แทนที่จะตกเป็นของเจ้าของโรงไฟฟ้าทั้งหมด กล่อง 3 แสดงให้เห็นว่าการหาทุนสำหรับระบบไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในตลาดไฟฟ้าเสรีในอังกฤษเกิดขึ้นได้อย่างไร และมีความเป็นไปได้มากน้อยเพียงใดในการประยุกต์ใช้มาตรการดังกล่าวสำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่

ระยะเวลาการก่อสร้าง

การค้ำประกันระยะเวลาการก่อสร้างสำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นภาระที่เสี่ยงอย่างยิ่ง ในเดือนพฤศจิกายน 2549 นิตยสาร Nucleonics Week รายงานเกี่ยวกับสัญญาก่อสร้างโรงไฟฟ้า Olkiluoto (โปรดดูบทที่ 3 “คำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Olkiluoto”) ว่า

ตามแหล่งข้อมูลในอุตสาหกรรม บริษัท Areva ต้องโดนค่าปรับตามสัญญาในอัตรา 0.2% ต่อสัปดาห์ในกรณีที่การก่อสร้างล่าช้ากว่ากำหนดเปิดใช้งานเชิงพาณิชย์ในวันที่ 1 พฤษภาคม 2552

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

เป็นเวลา 26 สัปดาห์ จากนั้นจะมีการปรับลงเป็น 0.1% สัญญากำหนดเพดานค่าปรับไว้ที่ 10% ของมูลค่าสัญญาทั้งหมด หรือประมาณ 300 ล้านยูโร แหล่งข่าวกล่าว [52]

สมมติว่าสัญญาดังกล่าวจัดทำขึ้นที่ราคา 3,000 ล้านยูโรและคาดว่าจะมีความล่าช้า 18 เดือน ภายในเวลา 17 เดือนค่าปรับก็จะมีจำนวนเท่ากับเพดานที่ 300 ล้านยูโรแล้ว และความล่าช้าหลังจากนั้นจะไม่ได้รับการชดเชย จนถึงเดือนพฤศจิกายน 2549 คาดว่าความล่าช้าของโรงไฟฟ้า Olkiluoto จะอยู่ที่ 17 เดือน [53] ในบริบทดังกล่าว ภาระขาดทุนของบริษัท Areva จำนวน 700 ล้านยูโรจนถึงสิ้นปี 2549 เป็นเพียงตัวเลขที่ประเมินไว้ต่ำเกินไป ทั้ง ๆ ที่ 60% ของตัวเลขนี้เป็นผลมาจากค่าปรับของการก่อสร้างล่าช้า ถ้าใช้ตัวเลขงบประมาณซึ่งมักจะบานปลายที่ 20% เป็นอย่างน้อยสำหรับอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ สุดท้ายแล้ว Areva น่าจะขาดทุน 900 ล้านยูโรสำหรับคำสั่งซื้อโครงการนี้

ความพึ่งพาได้

สมรรถนะที่ต่ำจะเป็นต้นทุนที่สำคัญสำหรับหน่วยผลิตไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น สำหรับโรงไฟฟ้าขนาด 1,000 เมกะวัตต์ ซึ่งเดินเครื่องที่ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า 80% แทนที่จะเป็น 90% จะทำให้ราคาขายส่งไฟฟ้าอยู่ที่ 50 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง และจะทำให้ต้องขาดทุนรายได้จากการขายไฟฟ้าอย่างน้อย 44 ล้านยูโรต่อปี และในกรณีที่มีภาวะพึ่งพาได้ต่ำและมีต้นทุนค่าบำรุงรักษาเกิดขึ้น รวมทั้งต้นทุนจากการจัดซื้อไฟฟ้าจากตลาดเพื่อชดเชยไฟฟ้าส่วนที่ขาดไปในราคาสูง ภาระขาดทุนโดยรวมอาจสูงกว่านั้นอีก

ความสำเร็จที่สำคัญอย่างหนึ่งของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์คือการพัฒนาความพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้า ทำให้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าโดยเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากประมาณ 60% ในปี 2523 เป็นประมาณ 85% ในปี 2548 อย่างไรก็ตาม ระดับของสมรรถนะดังกล่าวเป็นสิ่งที่คาดการณ์ไว้อยู่แล้ว

ประสบการณ์จากเทคโนโลยีของ Framatome กับเครื่องปฏิกรณ์รุ่น N4 (รุ่นก่อน EPR) แสดงให้เห็นว่าเรายังไม่สามารถมั่นใจกับความพึ่งพาได้มากนัก โดยเฉพาะเครื่องปฏิกรณ์รุ่นใหม่ที่ยังไม่ได้รับการทดสอบ (โปรดดูบทที่ 1 “คำสั่งซื้อในปัจจุบัน”) หากโรงไฟฟ้ารุ่นใหม่ไม่สามารถเดินเครื่องจนถึงระดับ 85-90% ของค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าได้แล้ว การที่บริษัทผู้ผลิตจะออกมารับประกันสมรรถนะการทำงานคงเป็นเรื่องเสี่ยงเกินไป ปัญหาสำคัญของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ก็คือ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าต้องทำกันโดยหลายบริษัท ยกตัวอย่างเช่น ที่โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า Flamanville ที่ฝรั่งเศส (โปรดดูบทที่ 3 “ฝรั่งเศส: โรงไฟฟ้า Flamanville”) Areva เป็นผู้จัดสร้างอาคารเครื่องปฏิกรณ์ ส่วน Alstom เป็นผู้ผลิตกังหัน Bouygues รับผิดชอบงานวิศวโยธา ในขณะที่ EdF เป็นผู้ออกแบบด้านสถาปัตยกรรม เป็นเรื่องยากที่บริษัทใดบริษัทหนึ่งจะยอมรับประกันสมรรถนะของโรงไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากการก่อสร้างของหลายบริษัทรวมกัน

ปัญหาที่เกิดขึ้นกับเครื่องปฏิกรณ์แบบ ABWR ในญี่ปุ่น (โปรดดูบทที่ 1 “โรงไฟฟ้ายุค III/III+”) แสดงให้เห็นว่า ปัญหาต่าง ๆ ไม่ได้เกิดมาจากอาคารของเครื่องปฏิกรณ์เท่านั้น ปัญหาต่าง ๆ อาจเกิดจากอุปกรณ์ทั่วไปอย่างเช่น กังหันผลิตไฟฟ้า ซึ่งแม้เป็นปัญหาที่เกิดขึ้นกับเครื่องปฏิกรณ์เพียงสองหน่วยแต่ก็ส่งผลกระทบต่อผลกำไรและความน่าเชื่อถือทางการเงินของ Hitachi อย่างมาก เนื่องมาจากทางบริษัทต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมและจัดซื้ออุปกรณ์ส่วนที่สึกหรอ ทั้งยังต้องจ่ายค่าชดเชยให้กับผู้สั่งซื้อโรงไฟฟ้า

ข้อตกลงจัดซื้อไฟฟ้า

ถ้าเป็นระบบตลาดไฟฟ้าที่จริงจัง ข้อตกลงจัดซื้อไฟฟ้าระยะยาวในราคาที่ไม่สัมพันธ์กับตลาดย่อมไม่มีโอกาสเกิดขึ้นได้ เว้นแต่เป็นการเสนอในราคาที่ต่ำมาก ถ้าตลาดค้าส่งไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ การซื้อขายไฟฟ้าส่วนใหญ่จะทำกันที่ราคาที่มีการจ่ายเงินและส่งมอบกันทันทีหรือใกล้เคียงกับราคานี้ (spot price) ถ้าตลาดค้าปลีกมีประสิทธิภาพ ผู้บริโภคก็สามารถเปลี่ยนผู้ขายได้ตลอดเวลาเพื่อให้ได้ราคาต่ำสุด สัญญาจัดซื้อไฟฟ้าระยะยาวสำหรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในราคาที่กำหนดไว้ล่วงหน้าน่าจะทำให้เกิดความเสี่ยงสูงหรือไม่คุ้มกับราคากระดาษที่ใช้พิมพ์ข้อตกลงด้วยซ้ำ ถ้ามีการใช้ประโยชน์จากตลาดค้าปลีกเป็นอย่างดี ผู้ค้าปลีกจะไม่มีโอกาสทราบได้เลยว่าตลาดของตนเองจะเปลี่ยนไปอย่างไรจากปีหนึ่งไปยังอีกปีหนึ่ง และบริษัทผู้ค้าจะต้องเผชิญกับความเสี่ยงอย่างมากในกรณีที่เกิดความล้มเหลว

เงื่อนไขในสัญญาโรงไฟฟ้า Olkiluoto มีความเฉพาะเจาะจงมาก (โปรดดูบทที่ 3 “คำสั่งซื้อ Olkiluoto”) TVO ซึ่งเป็นผู้ซื้อเป็นกลุ่มอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่ไม่ค้ากำไร ซึ่งได้ทำสัญญาจัดซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าในราคาที่สัมพันธ์กับต้นทุนตลอดช่วงอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า กลุ่มอุตสาหกรรมดังกล่าวอาจเป็นผู้ซื้อที่น่าเชื่อถือ แต่ถ้าต้นทุนการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าสูงกว่าที่พยากรณ์ไว้ หรือราคาค่าไฟฟ้าใน NordPool ซึ่งเป็นระบบตลาดค้าส่งที่ครอบคลุมทั้งสี่ประเทศในสแกนดิเนเวียต่ำกว่าราคาที่พยากรณ์ไว้ ความสามารถในการแข่งขันของบริษัทเหล่านี้ (ซึ่งมีต้นทุนครึ่งหนึ่งมา

โรงไฟฟ้าในช่วงย่ำค่ำทาง
ภาคตะวันออกเฉียงใต้ของอังกฤษ

จากค่าไฟฟ้า) จะต้องประสบปัญหาอย่างมาก เป็นเรื่องน่าสงสัยว่าเหตุใดและทำไมจะมีกลุ่มอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่รวมตัวในประเทศอื่น และเลือกซื้อไฟฟ้าจากอุตสาหกรรมนิวเคลียร์เพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของตน และเพื่อควบคุมต้นทุนและทำให้มีภาวะพึ่งพาได้สูง

ในขณะที่ความพยายามเปิดเสรีกำลังเผชิญกับปัญหาและอาจสะดุดลงในบางประเทศ แต่โอกาสที่หน่วยงานกำกับดูแลจะปล่อยให้บริษัทผู้ผลิตผลักภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นเนื่องจากความไม่รอบคอบของตนให้กับผู้บริโภค คงเป็นไปได้ยากอย่างยิ่ง แม้ในตลาดที่ยังมีการผูกขาดโดยได้รับการควบคุมก็ตาม ในกรณีที่มีการกำหนดเงื่อนไขในข้อตกลงจัดซื้อไฟฟ้าอย่างตายตัว ผู้ผลิตจะมีความเสี่ยงอย่างมากเพราะต้องแบกรับต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในกรณีที่เกิดปัญหาขึ้น แต่ถ้ามีการกำหนดเงื่อนไขให้ยืดหยุ่นขึ้น ผู้จัดซื้อไฟฟ้าก็ต้องเผชิญกับความเสี่ยงเช่นกันเพราะไม่สามารถผลักภาระต้นทุนให้กับผู้บริโภคได้

ภาระรับผิดชอบในระยะยาว

จากการประเมินด้านเศรษฐกิจ ภาระรับผิดชอบในระยะยาวอย่าง เช่น การกำจัดกากของเสียและการปลดระวางควรมีผลกระทบน้อยต่อเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ จากช่วงที่เริ่มเดินเครื่องจนถึงช่วงการปลดระวางอาจต้องใช้เวลา 60 ปีหรือมากกว่านั้น และการกำจัดเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วขั้นสุดท้ายอาจเกิดขึ้นในอีกหลายทศวรรษต่อมา ในการประเมินโครงการจากการคำนวณกระแสเงินสดโดยใช้อัตราส่วนลด จะมีการปรับลดต้นทุนและรายได้ให้สอดคล้องกับมูลค่าสุทธิในปัจจุบัน พูดอีกอย่างหนึ่ง สมมติว่าจะมีต้นทุนเกิดขึ้น 100 ล้านยูโรในช่วง 10 ปีข้างหน้าและจะมีอัตราส่วนลดที่ 5% ต้นทุนที่ปรับลดแล้วจะอยู่ที่ 61.3 ล้านยูโร

หลักการก็คือ มีการลงทุนเป็นจำนวนเงิน 61.3 ล้านยูโรในปัจจุบันตามอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง 5% (ไม่รวมอัตราค่าเงินเฟ้อ) หลังจาก 10 ปีผ่านไป เงินจำนวนนี้น่าจะงอกขึ้นเป็น 100 ล้านยูโร ด้วยเหตุผลเดียวกัน รายได้ 100 ล้านยูโร ที่ได้รับในช่วง 10 ปี ถ้าคิดตามมูลค่าปัจจุบันก็จะมีค่าเพียง 61.3 ล้านยูโร

แม้ว่าการคิดเช่นนี้ดูจะมีเหตุผล แต่ถ้าเป็นการคำนวณสำหรับระยะเวลายาวนานเกินไปและมีการใช้อัตราส่วนลดกระแสเงินสดสูงเกินไป ผลกระทบที่เกิดขึ้นจะร้ายแรง และทำให้ไม่ตระหนักถึงภาระรับผิดชอบในระยะยาว ยกตัวอย่างเช่น ในกรณีที่สมมติว่าค่าการปลดระวางเท่ากับ 1,000 ล้านยูโร และคิดอัตราส่วนลดที่ 15% (เมื่อพิจารณาจากความเสี่ยงที่สูงของการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) ภายในเวลา 60 ปี เงินเพียงจำนวน 3 ล้านยูโรก็จะงอกเงยขึ้นตามอัตราดอกเบี้ยดังกล่าวจนถึงมูลค่า 1,000 ล้านยูโรในอีก 60 ปีข้างหน้า

ข้อผิดพลาดของเหตุผลดังกล่าวได้แก่ ข้อสมมติที่ว่า “ผู้ก่อมลพิษจะเป็นผู้จ่าย” และอัตราดอกเบี้ยจริงจะคงอยู่ที่ 15% สำหรับระยะเวลา 60 ปี ซึ่งเป็นไปไม่ได้ อัตราส่วนลดที่นำมาคำนวณต้นทุนการก่อสร้างจึงกลายเป็นเครื่องมือ “การเฉลี่ยต้นทุน” ทั้งนี้เพื่อให้เงินทุนที่มีอยู่จำกัดสามารถนำไปใช้ในช่องทางที่สร้างผลกำไรสูงสุดได้ และอัตราส่วนลดที่ใช้กับเงินทุนสำหรับการปลดระวางก็เป็นสัดส่วนต่ำสุดของรายได้จากการลงทุนที่มีการกันไว้เพื่อลดความเสี่ยงในกรณีที่ไม่มีเงินเหลือสำหรับปลดระวางในอนาคต

เพื่อให้มั่นใจว่าเงินสำหรับการปลดระวางจะไม่หายไปจนหมด ประเทศส่วนใหญ่จะนำเงินก้อนนี้ไปลงทุนในกองทุนที่มีความเสี่ยงต่ำซึ่งให้อัตราดอกเบี้ยต่ำเช่นกัน อย่างเช่น ในอัตรา 2-3% ถ้าคำนวณจากอัตราส่วนลด 2% เพื่อให้ได้เงินจำนวน 1,000 ล้านยูโรใน 60 ปีข้างหน้าจะต้องมีการวางเงินประกันไว้ 300 ล้านยูโร

หลายประเทศกำลังมุ่งพัฒนาระบบที่จัดสรรเงินทุนสำหรับความรับผิดชอบในระยะยาว เพื่อลดความเสี่ยงจากการไม่มีเงินทุนเหลือในส่วนนี้ ยกตัวอย่างเช่น มีการกำหนดให้เจ้าของโรงไฟฟ้าต้องฝากเงินประกันในอัตราส่วนลดสำหรับใช้เป็นค่าปลดระวาง โดยต้องฝากเงินจำนวนดังกล่าวในวันที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง เงื่อนไขเช่นนั้นจะทำให้ต้นทุนของโครงการในเบื้องต้นแตกต่างจากเดิมมาก ยกตัวอย่างเช่น สมมติว่ามีการกำหนดต้นทุนการปลดระวางของโรงไฟฟ้า Olkiluoto ไว้ที่ 1,000 ล้านยูโร ต้นทุนของเงินลงทุนในโครงการ 3,000 ล้านยูโร ก็จะต้องเพิ่มขึ้น 10%

อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการปลดระวางเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ยกตัวอย่างเช่น ต้นทุนประมาณการณ์สำหรับการปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยุคแรกของอังกฤษได้เพิ่มขึ้นถึง 6 เท่าในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา (โปรดดูภาคผนวก ข) ซึ่งเป็นความเสี่ยงที่สำคัญสำหรับเจ้าของโรงไฟฟ้า

ยกตัวอย่างเช่น สมมติว่ามีการประมาณค่าการปลดระวางไว้ที่ 1,000 ล้านยูโร และคาดว่าโรงไฟฟ้าจะมีอายุการใช้งาน 60 ปี เมื่อคำนวณด้วยอัตราส่วนลด 2% บริษัทจะต้องวางเงินประกัน 300 ล้านยูโรในช่วงเริ่มเดินเครื่อง อย่างไรก็ตาม หากในช่วง 30 ปีต่อมามีการพบว่าโรงไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้เพียง 40 ปี ค่าการปลดระวางจะอยู่ที่ 2,000 ล้านยูโร ถึงตอนนั้น ทางโรง

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

ไฟฟ้าจะต้องหาเงินมาเพิ่มอีก 1.2 พันล้านยูโร ซึ่งอาจถึงขั้นทำให้บริษัทหลายแห่งล้มละลาย จากประสบการณ์ในอดีต ปัญหาร้ายแรงเช่นนี้เคยเกิดขึ้นมาแล้ว บริษัทประกันภัยเองก็คงไม่พร้อมที่จะค้ำประกันความเสี่ยงในระดับเช่นนี้ (ซึ่งถ้าทำได้ก็ต้องเรียกค่าเบี้ยประกันสูงมาก) และเจ้าของโรงไฟฟ้าก็อาจขอให้ภาครัฐช่วยค้ำประกัน ทั้งนี้เพื่อป้องกันไม่ให้กากของเสียก่ออันตรายและช่วยรับผิดชอบหนี้สินจากการปลดระวาง

งานศึกษาล่าสุดเกี่ยวกับต้นทุนพลังงานนิวเคลียร์และสาเหตุที่ข้อมูลแตกต่างกัน

การตีพิมพ์พยากรณ์ต้นทุนการผลิตพลังงานนิวเคลียร์จากหน่วยงานที่น่าเชื่อถือและเป็นกลางหลายฉบับตั้งแต่ปี 2543 เป็นต้นมา เป็นเหตุให้เกิดการถกเถียงเรื่องพลังงานนิวเคลียร์อย่างมาก งานศึกษาทั้งหมดดูเหมือนจะชี้ให้เห็นว่าอย่างเลวร้ายที่สุด พลังงานนิวเคลียร์ก็มีความสามารถในการแข่งขันไม่แตกต่างจากแหล่งพลังงานอื่น ๆ และอย่างดีที่สุดก็ชี้ว่าพลังงานนิวเคลียร์เป็นแหล่งพลังงานราคาถูก รายงานเหล่านี้ประกอบด้วย

1. May 2000 'The Role of Nuclear Power in Enhancing Japan's Energy Security' James A Baker III, Institute for Public Policy of Rice University [54]
2. 2002: Lappeenranta University of Technology (LUT). 'Finnish 5th Reactor Economic Analysis' [55]
3. February 2002: 'The economics of nuclear power' UK Performance and Innovation Unit [56]
4. September 2002: 'Business Case for Early Orders of New Nuclear Reactors', Scully Capital [57]
5. February 2003: 'The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study' [58]
6. March 2004: 'The Costs of Generating Electricity' The Royal Academy of Engineering [59]
7. March 2006: 'Powering the nation: A review of electricity generating costs' PB Power [60]
8. August 2004: 'The economic future of nuclear power' University of Chicago, funded by the US Department of Energy [61]
9. August 2004: 'Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternative Technologies for Base load Generation in Ontario' Canadian Energy Research Institute: Prepared for the Canadian Nuclear Association [62]
10. March 2005: 'Projected Costs of Generating Electricity: 2005 update' IEA/NEA [63]
11. April 2005: 'Financing the nuclear option: Modelling the costs of new build' OXERA [64]
12. July 2006: 'Nuclear Power Generation Cost Benefit Analysis', UK Department of Trade and Industry [65]

อย่างไรก็ตาม การพยากรณ์จะสมเหตุผลก็ต่อเมื่อตั้งอยู่บนสมมติฐานที่ดีด้วย เราจึงต้องตรวจสอบสมมติฐานเหล่านี้เพื่อดูว่ามีน้ำหนักกับการพยากรณ์เหล่านี้อย่างไรบ้าง เนื้อหาในส่วนเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์จำแนกสมมติฐานหลักในการประเมินความคุ้มทุนของพลังงานนิวเคลียร์ สมมติฐานสำคัญที่สุดคือส่วนที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดต้นทุนคงที่ต่อหน่วย ต้นทุนการก่อสร้าง ต้นทุนของเงินและความพึ่งพาได้ อย่างไรก็ตาม เราไม่ควรละเลยต้นทุนการเดินเครื่อง โดยเฉพาะต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิง (O&M) ตาราง 2.2 แสดงสมมติฐานหลักที่ใช้ในงานศึกษาแต่ละชิ้น

Rice University

งานศึกษาของ Rice University วิเคราะห์ประเด็นด้านยุทธศาสตร์ของญี่ปุ่นในการส่งเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน มีการใช้พยากรณ์ต้นทุนการผลิตโดยรวมจากโรงไฟฟ้าที่จะเดินเครื่องในปี 2553 โดยเป็นข้อมูลที่ได้จาก Japanese Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) [66] ซึ่งมีการคำนวณต้นทุนอยู่ที่ 75 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม เราควรพิจารณาตัวเลขนี้ในบริบทของราคาไฟฟ้าที่ค่อนข้างแพงในญี่ปุ่น ซึ่งส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากค่าเงินเยนที่สูง และถ้าไม่มีการวิเคราะห์สมมติฐานของ CRIEPI โดยละเอียด เราก็ไม่สามารถได้ข้อสรุปที่หนักแน่น

Lappeenranta University of Technology

งานศึกษาของ Lappeenranta ได้รับการตีพิมพ์อย่างกว้างขวางในช่วงที่มีการตัดสินใจที่จะเดินหน้าโครงการโรงไฟฟ้า Olkiluoto โดยยังไม่มีการตรวจสอบสมมติฐานหลายข้ออย่างละเอียด บางส่วนได้ถูกแยกไว้ว่าเป็นข้อมูลที่เป็นความลับทางการค้า เหลือไว้แต่ข้อมูลส่วนที่ยืนยันว่ามีต้นทุนของเงินต่ำมาก ต้นทุนการเดินเครื่องต่ำ และค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าสูงซึ่งย่อมทำให้ต้นทุนการผลิตต่ำ คำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Olkiluoto มีการวิเคราะห์อย่างละเอียดแล้วในบทที่ 3

Performance and Innovation Unit

Performance and Innovation Unit (PIU) ของสำนักเลขาธิการ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใน
สหราชอาณาจักร

คณะรัฐมนตรีอังกฤษ วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์ในปี 2545 โดยเป็นส่วนหนึ่งของโครงการทบทวนนโยบายพลังงานของรัฐบาล ซึ่งนำไปสู่การจัดทำรายงานสมุดปกขาวในปี 2546 ประมาณกันว่าต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้า Sizewell B จะเหลือเพียง 60 ปอนด์/เมกะวัตต์ ในกรณีที่มีการตัดต้นทุนการใช้เทคโนโลยีเป็นครั้งแรก (first-of-a-kind cost) ออก และคาดว่าจะสามารถลดต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งนี้ให้เหลือเพียง 2,250 ปอนด์/กิโลวัตต์ (ต้นทุนรวม 4,000 ล้านยูโร) ในกรณีที่ใช้อัตราส่วนลด 12%

ทั้งยังมีรายงานว่าการพยากรณ์ของบริษัท British Energy และ BNFLใช้สมมติฐานเดียวกันเกี่ยวกับอัตราส่วนลด การจำแนกข้อมูลที่ปรากฏในรายงานของ PIU เป็นสิ่งที่ทำได้ยาก ในตารางเสนอต้นทุนของการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 8 ซึ่งจัดสร้างแบบหน่วยคู่และใช้เทคโนโลยี AP1000 สมมติฐานก็คือเมื่อก่อสร้างถึงหน่วยที่ 8 ทางโรงไฟฟ้าจะหารายได้ได้ครอบคลุมค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการจัดเตรียมและต้นทุนการใช้เทคโนโลยีเป็นครั้งแรกแล้ว และมีการนำวิธีคำนวณต้นทุนแบบ 'settled-down' มาใช้เป็นการใช้สมมติฐานของ BNFL แต่มีการใช้อัตราส่วนลด 8% ของ PIU สำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีความเสี่ยงต่ำมาก อย่างเช่นในกรณีที่สามารถผลักภาระต้นทุนทั้งหมดให้กับผู้บริโภค และใช้ตัวเลข 15% เป็นเกณฑ์ที่จำแนกว่าโรงไฟฟ้ามีความเสี่ยงเชิงพาณิชย์สูง ดังนั้นจึงมีการใช้ตัวเลข 8% เพื่อคำนวณกับอายุการใช้งานโรงไฟฟ้า 15 ปี (เพื่อให้สอดคล้องกับระยะเวลาที่น่าจะเป็นของเงินกู้) และสำหรับอายุการใช้งาน 30 ปี โดยที่ตัวเลข 15% นำมาใช้กับกรณีอายุการใช้งาน 15 ปีเท่านั้น ในกรณีที่ต้นทุนหรือกำไรในช่วงเวลา 20 ปีคิดเป็นเพียง 6% ของมูลค่าหลังส่วนลด และต้นทุนหรือกำไรในช่วงเวลา 30 ปีคิดเป็นมูลค่าเพียง 1.5% ของมูลค่าที่ไม่มีการปรับส่วนลดตามการคำนวณของ DCF ความแตกต่างระหว่างอายุการใช้งาน 15 และ 30 ปีก็มีอยู่น้อยมาก ต้นทุนโดยประมาณในกรณีที่มีการสร้างเครื่องปฏิกรณ์เพียงหน่วยเดียวจึงควรสูงกว่านี้ 40-50% และสะท้อนว่าต้นทุนการใช้เทคโนโลยีเป็นครั้งแรกน่าจะอยู่ที่ 300 ล้านยูโร

สมมติฐานหลายข้อรวมทั้งต้นทุนการก่อสร้างได้ถูกจัดแยกไว้เป็นความลับทางการค้าและไม่มีการตีพิมพ์เผยแพร่ อย่างไรก็ตาม PIU ระบุว่าต้นทุนโดยประมาณของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของบริษัท BNFL และ British Energy อยู่ต่ำกว่า 840 ยูโร/กิโลวัตต์ ในแง่ของค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า ก็มีการเก็บตัวเลขเหล่านี้เป็นความลับ แม้ PIU ระบุว่าสมรรถนะการเดินเครื่องน่าจะอยู่สูงกว่า 80% มาก

Scully Capital

รายงานของ Scully เป็นการจัดทำตามคำสั่งของกระทรวงพลังงานสหรัฐฯ เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าแบบ PWR ขนาด 1,100 เมกะวัตต์ (AP1000) ภายใต้สมมติฐานเกี่ยวกับต้นทุนการก่อสร้างสี่ข้อ ได้แก่ 1 พันล้านเหรียญ 1.2 พันล้านเหรียญ 1.4 พันล้านเหรียญ และ 1.6 พันล้านเหรียญ หรือเท่ากับ 750 ยูโร/กิโลวัตต์ 900 ยูโร/กิโลวัตต์ 1,050 ยูโร/กิโลวัตต์ และ 1,200 ยูโร/กิโลวัตต์ ที่ต่างจากรายงานฉบับอื่น รายงาน Scully มุ่งที่จะพยากรณ์ราคาค่าไฟฟ้าแบบขายส่ง และคำนวณว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะมีผลตอบแทนอย่างไรบ้างตามสมมติฐานด้านสมรรถนะที่แตกต่างกัน ในกรณีที่ราคาไฟฟ้าในตลาดอยู่ที่ 35 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง โรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะมีอัตราผลตอบแทนต่อปีอยู่ที่ 7.3-10.7% ไม่รวมอัตราเงินเฟ้อแล้ว ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับต้นทุนการก่อสร้าง จากนั้นมีการเปรียบเทียบกับตัวเลขโดยปรกติของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ที่ 10-12% การคำนวณครั้งนี้ครอบคลุมเฉพาะต้นทุนการก่อสร้างที่ไม่เกิน 1,000 ล้านเหรียญ นอกจากนี้ยังมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาไฟฟ้าในตลาดค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิงและระยะเวลาการก่อสร้าง ทั้งยังมีความอ่อนไหวในด้านการเงินซึ่งรวมไปถึงสัดส่วนหนี้สินต่อสินทรัพย์และต้นทุนการกู้ยืม

MIT

รายงานของ MIT ในปี 2546 ให้รายละเอียดมากและมีความโดดเด่นในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากนิวเคลียร์เทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างเช่น กรณีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไม่มีการพิจารณาถึงประสิทธิภาพการใช้พลังงานและพลังงานหมุนเวียน มีการให้รายละเอียดสมมติฐานที่ใช้ในประเด็นสำคัญในส่วนที่เกี่ยวกับต้นทุนการใช้เทคโนโลยีเป็นครั้งแรก มีการสมมติว่าต้นทุนในส่วนนี้จะอยู่ต่ำกว่าต้นทุนเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าทั่วไป 25% เนื่องจากแรงกดดันของการแข่งขันของผู้ผลิตไฟฟ้า ในแง่ต้นทุนการก่อสร้าง รายงานยอมรับว่าต้นทุนสมมติในรายงานต่ำกว่าต้นทุนของโรงไฟฟ้าใหม่ ๆ ในสหรัฐฯ มาก (แม้จะเป็นโรงไฟฟ้าที่สร้างเสร็จตั้งแต่ 20 ปีก่อน) ในแง่กำลังผลิต รายงานพิจารณาสองกรณีโดยถือว่าถ้ามีสมรรถนะ 85% ถือเป็นกรณีสูง และ 75% เป็นกรณีต่ำ โดยมีการเทียบเคียงสมมติฐานข้อนี้กับสมรรถนะของโรงไฟฟ้าในสหรัฐฯ ในกรณีสูง (upper case) แต่ไม่ได้คำนึงถึงระยะเวลาหลายปีที่มีสมรรถนะในกรณีต่ำ (lower case) มีการแสดงสมมติฐานเกี่ยวกับการปลดระวางโรงไฟฟ้าด้วย แต่คาดว่าจะเป็นการคำนวณตามแบบที่ใช้กันทั่วไปในสหรัฐฯ ซึ่ง

เศรษฐศาสตร์:
พลังงานนิวเคลียร์ - ต่อ

กำหนดให้มีการจัดตั้งเป็นกองทุนต่างหาก แต่ไม่มีการระบุถึงต้นทุนโดยประมาณของการปลดระวาง

ประเด็นอ่อนไหวที่สำคัญที่ระบุถึงในรายงานคือค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าและอายุของโรงไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนถึงต้นทุนของเงินที่ค่อนข้างสูง ทำให้แม้จะมีการขยายอายุการใช้งานก็ไม่ได้ทำให้ต้นทุนโดยรวมเปลี่ยนแปลงไปมากนัก (อย่างมาก 5%) ในขณะที่การเปลี่ยนแปลงของค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนโดยรวมมากกว่า (ประมาณ 10-15%) ในทุกกรณี ไฟฟ้าที่ได้จากก๊าซและถ่านหินจะมีราคาถูกกว่านิวเคลียร์มาก โดยถูกกว่า 45% สำหรับก๊าซและ 35% สำหรับถ่านหิน แม้จะมีการลดต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ลง 25% ลดระยะเวลาก่อสร้างลง 12 เดือน และคำนวณที่อัตราดอกเบี้ย 10% ก็ไม่ทำให้ช่องว่างระหว่างไฟฟ้าที่ผลิตจากนิวเคลียร์และก๊าซหรือถ่านหินเข้าใกล้กันมากกว่านี้

The Royal Academy of Engineering

รายงานของ Royal Academy of Engineering เปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตที่แตกต่างกัน และพบว่าต้นทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใกล้เคียงกับต้นทุนโรงไฟฟ้าแบบก๊าซและมีราคาถูกกว่าถ่านหิน 10-30% (ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีถ่านหินที่ใช้) และคิดเป็นประมาณ 1 ใน 3 ของต้นทุนพลังงานหมุนเวียน สมมติฐานนี้ตั้งอยู่บนทางเลือกเครื่องปฏิกรณ์สามแบบได้แก่ EPR, AP1000 และ ACR ในส่วนการประเมินปัจจัยกำหนดต้นทุน รายงานฉบับนี้ใช้ข้อมูลหลักจากรายงานของ MIT แม้จะไม่ได้นำมาใช้ในทุกกรณี และมีการระบุถึง “ข้อวินิจฉัยทางวิศวกรรม (engineering judgment)” ที่แตกต่างไป ยกตัวอย่างเช่น ในแง่ต้นทุนในส่วนของการเดินเครื่องและการบำรุงรักษาที่ไม่เกี่ยวกับต้นทุนเชื้อเพลิง รายงานฉบับนี้ใช้ตัวเลขต้นทุนที่ต่ำกว่าตัวเลขของ MIT เกือบ 50% [67] รายงานระบุว่ามีการกำหนดต้นทุนการปลดระวางในต้นทุนหลักแล้ว แต่ไม่ได้ระบุสมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ ดูเหมือนว่าสมมติฐานส่วนใหญ่จะเป็นการมองโลกในแง่ดี ซึ่งไม่น่าแปลกใจที่รายงานเสนอตัวเลขต้นทุนการผลิตที่ค่อนข้างต่ำ

PB Power

PB Power ซึ่งเป็นหน่วยงานหลักในการจัดทำรายงาน Royal Academy of Engineering (RAE) ได้ปรับปรุงข้อมูลในรายงานให้ทันสมัยเมื่อปี 2549 มีการใช้ตัวเลขผลตอบแทนจากการลงทุนสูงขึ้น และปรับต้นทุนการก่อสร้างให้ลดลง และให้ผลลัพธ์ใกล้เคียงกับที่แสดงไว้ในรายงาน RAE

University of Chicago

รายงานของ University of Chicago เป็นการวิเคราะห์ต้นทุนโดยประมาณของนิวเคลียร์ที่แตกต่างกัน แต่ไม่ได้นำเสนอต้นทุนโดยประมาณของตนเอง ในกรณีที่ “ไม่มีนโยบาย” มีการคำนวณ levelised cost of electricity (LCOE) สำหรับโรงไฟฟ้าขนาด 1,000 เมกะวัตต์ สามประเภท ได้แก่ประเภทที่แพงที่สุดซึ่งเป็นเทคโนโลยี EPR สำหรับโรงไฟฟ้า Olkiluoto ประเภทแพงปานกลาง สำหรับโรงไฟฟ้าที่จะต้องมีต้นทุนการใช้เทคโนโลยีเป็นครั้งแรก (อย่างเช่น รุ่น AP1000)และประเภทราคาถูกสุด ซึ่งเป็นประเภทที่ไม่ต้องนำต้นทุนการใช้เทคโนโลยีเป็นครั้งแรกมาคำนวณ (อย่างเช่นรุ่น ABWR หรือ ACR-700) ผลลัพธ์ในตารางไม่ได้เป็นข้อสรุปทั้งหมดของรายงาน ซึ่งนำเสนอประเด็นอ่อนไหวในหลายด้าน แต่ก็สะท้อนว่าแม้ในกรณีที่ต้นทุนการก่อสร้างต่ำมาก อัตราส่วนลดที่สูงจะมีผลกระทบอย่างมากต่อต้นทุนโดยรวมของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

Canadian Energy Research Institute

รายงานของ Canadian Energy Research Institute เปรียบเทียบพยากรณ์ต้นทุนการผลิตระหว่างเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบถ่านหินและก๊าซกับต้นทุนการผลิตของเครื่องปฏิกรณ์แบบคู่รุ่น Candu-6 (กำลังผลิตรวม 1,346 เมกะวัตต์) ต้นทุนการผลิตของเครื่องปฏิกรณ์แบบ Candu ในปัจจุบันและต้นทุนการผลิตของเครื่องปฏิกรณ์คู่แบบ ACR-700 (กำลังผลิตรวม 1,406 เมกะวัตต์) และเครื่องปฏิกรณ์แบบ Candu ยุค III [68] เราจะเน้นที่เครื่องปฏิกรณ์แบบ ACR-700 ซึ่งมีต้นทุนโดยประมาณต่ำกว่า Candu-6 มีการสมมติว่าต้นทุนการปลดระวางอยู่ที่ประมาณ 250 ปอนด์/กิโลวัตต์ และจะมีการชำระเงินเข้ากองทุนตลอดช่วงอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า ทั้งหมดรวมกันเป็นเงิน 3.6 ล้านปอนด์ต่อปีในช่วงเวลา 30 ปีหรือ 0.03 เพนนี/กิโลวัตต์ ต้นทุนโดยรวมจะอยู่ต่ำมากและสมมติฐานส่วนใหญ่มีความใกล้เคียงกับที่ใช้ในงานศึกษาชิ้นอื่น

International Energy Agency/Nuclear Energy Agency

รายงานของ IEA/NEA จัดทำขึ้นตามข้อมูลจากแบบสอบถามหน่วยงานระดับชาติเกี่ยวกับต้นทุนการผลิตของพลังงานแบบต่าง ๆ การวิเคราะห์รายงานฉบับนี้ทำได้ยากเนื่องจากสมมติฐานที่ใช้ในแต่ละประเทศมีความแตกต่างกันมาก โดยปรกติแล้วประเทศในยุโรปตะวันออกจะให้ตัวเลขต้นทุนค่อนข้างต่ำ ส่วนญี่ปุ่นค่อนข้างสูง ประเด็นสำคัญคือมีการใช้อัตราส่วนลดที่ต่ำมาก และคาดการณ์ว่าจะมีสมรรถนะการเดินเครื่องที่ดีซึ่งส่งผลให้ตัวเลขต้นทุนการผลิตต่ำ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์
Rhones, ฝรั่งเศส

OXERA

รายงานของ OXERA ซึ่งเป็นกลุ่มบริษัทที่ปรึกษาที่ออกมาเมื่อเดือนเมษายน 2548 และในภายหลังมีการออกรายงานฉบับที่ 2 ในเดือนมิถุนายน ให้รายละเอียดมากขึ้นเกี่ยวกับสมมติฐานที่ใช้ในการประมาณต้นทุน [69] รายงานของ OXERA มีการวิเคราะห์ด้านการเงินอย่างละเอียด แต่ส่วนใหญ่จะใช้ข้อมูลจากรายงานฉบับอื่นเพื่อกำหนดสมมติฐานในการประเมินสมรรถนะทางเทคนิค ยกตัวอย่างเช่น มีการกำหนดค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าไว้สูงถึง 95% โดยไม่มีเหตุผลประกอบ รายงานของ OXERA ใช้วิธีคำนวณแบบเดียวกับรายงาน Scully ซึ่งคำนวณอัตราผลตอบแทนที่จะได้รับตามอัตราค่าไฟฟ้าอย่างใดอย่างหนึ่ง ในกรณีที่ค่าไฟฟ้าฐานอยู่ที่ 27-33 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งเป็นอัตราของบริษัท British Energy เมื่อปี 2549 อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเป็นรายปีจะอยู่ที่ 8-11% สำหรับเครื่องปฏิกรณ์เดี่ยว (ขึ้นอยู่กับสัดส่วนระหว่างหนี้สินและสินทรัพย์) ในกรณีที่โรงไฟฟ้ามีเครื่องปฏิกรณ์ 8 หน่วย อัตราผลตอบแทนจะสูงกว่า 15% สำหรับหน่วยท้าย ๆ เป็นที่น่าสังเกตว่าในขณะที่ต้นทุนการก่อสร้างในรายงานฉบับนี้สูงกว่ารายงานฉบับอื่น แต่ก็ยังเป็นตัวเลขที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้า Sizewell และต่ำกว่าต้นทุนของโรงไฟฟ้า Olkiluoto มาก และตัวเลขค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้ากับต้นทุนการเดินเครื่องที่เสนอในรายงาน ซึ่งเป็นตัวเลขที่ได้มาจากรายงานของ IEA/NEA และ Scully Capital จะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อมีการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในยุคนี้เป็นอย่างมาก

จากพื้นฐานการคำนวณต้นทุนและต้นทุนของโครงการพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันของรัฐบาล ซึ่ง OXERA คำนวณว่าจะอยู่ที่ 12 พันล้านปอนด์ OXERA ประเมินว่าโครงการพลังงานนิวเคลียร์จะได้รับผลกระทบในแง่การลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งต้องใช้ต้นทุนเพียง 4.4 พันล้านปอนด์ บวกกับต้นทุนที่ได้จากการประกันความเสี่ยงต่อสาธารณะ ตัวเลข 4.4 พันล้านปอนด์ประกอบด้วย 1.1 พันล้านปอนด์ซึ่งเป็นเงินต้น และ 3.3 พันล้านปอนด์ซึ่งเป็นการค้ำประกันเงินกู้ OXERA ไม่ได้ประเมินต้นทุนที่เกิดจากการประกันความเสี่ยงต่อสาธารณะ

UK Energy Review 2006

เป็นรายงานที่กล่าวถึงโดยละเอียดในบทที่ 3 แม้ว่าสมมติฐานหลายข้อเหมือนกับรายงานที่จัดทำโดย Performance and Innovation Unit (PIU) ของรัฐบาลอังกฤษ แต่การประเมินต้นทุนการก่อสร้างสำหรับโรงไฟฟ้า Olkiluoto ที่ 3,000 ล้านยูโรทำให้ตัวเลขการประเมินต้นทุนการก่อสร้างของ PIU ซึ่งต่ำมากไม่น่าเชื่อถือ ดังที่ตั้งข้อสังเกตไว้ในบทที่ 3 “อังกฤษ” กรณีที่มีความเป็นไปได้สูงสุด (central case) ตั้งอยู่บนสมมติฐานว่าจะมีการสร้างโรงไฟฟ้าเพียง 4 แห่ง แต่ตัวเลขที่เสนอโดย PIU จะเกิดขึ้นได้จริงก็ต่อเมื่อมีการสร้างเครื่องปฏิกรณ์ถึง 8 หน่วย

รายงานฉบับนี้ใช้ตัวเลขของต้นทุนโรงไฟฟ้า Olkiluoto บวก 20% ในทางปฏิบัติแล้ว การปรับตัวเลข (ในลักษณะคลุมเครือ) ที่เกิดจากการพิจารณาต้นทุนโรงไฟฟ้า Olkiluoto ซึ่งคิดจากอัตราดอกเบี้ยในระหว่างการก่อสร้างที่มีการปรับลงให้ใกล้เคียงกับต้นทุนของโรงไฟฟ้า Olkiluoto แต่ยังสูงกว่าตัวเลขที่ PIU ใช้กว่า 50% อย่างไรก็ตาม รายงานของ Energy Review เสนอตัวเลขอัตราดอกเบี้ยเพียง 10% ซึ่งคิดเป็นเพียงหนึ่งในสามของอัตราดอกเบี้ยที่ควรจะเป็น (ตามกลไกตลาด) และเป็นตัวเลขที่ PIU ใช้ ผลลัพธ์ก็คือ การเปลี่ยนแปลงตัวเลขทั้งสองไม่มีผลซึ่งกันและกัน ทำให้ตัวเลขต้นทุนการผลิตจากรายงานทั้งสองฉบับเท่ากัน

มองอีกด้านหนึ่ง รายงานของ PIU แสดงให้เห็นว่าการใช้ตัวเลขของ BNFL ซึ่งปรับอัตราดอกเบี้ยจาก 8 เป็น 15% จะทำให้ต้นทุนการผลิตเพิ่มขึ้นประมาณ 50% ในการประมาณครั้งแรก เราอาจถือได้ว่าการเพิ่มอัตราดอกเบี้ยจาก 10 เป็น 15% ย่อมทำให้ต้นทุน การผลิตเพิ่มขึ้นประมาณ 40% แสดงว่าถ้าในรายงาน Energy Review มีการใช้ตัวเลขอัตราดอกเบี้ยที่สอดคล้องกับความจริงมากกว่านี้ ต้นทุนการผลิตก็น่าจะอยู่ที่ประมาณ 80 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง

การพยากรณ์ในระยะยาว

ต้นทุนการก่อสร้างมหาศาลและระยะเวลาเดินเครื่องยาวนานทำให้พลังงานนิวเคลียร์เสี่ยงต่อความผันผวนของตลาดมาก UBS Investment Research ทำการประเมินตลาดในยุโรปสำหรับนักลงทุน และได้ข้อสรุปว่าการอนุมัติการลงทุนในโครงการนิวเคลียร์ใหม่ ๆ “เป็นเหมือนการเสี่ยงพนันกับราคาเชื้อเพลิง อัตราส่วนลดกระแสเงินสด และประสิทธิภาพที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นเป็นเวลาถึง 60 ปี” [70] นักพยากรณ์ด้านเศรษฐกิจคนอื่นเห็นด้วยกับความสำคัญของตัวแปรดังกล่าว และยังรวมต้นทุนคาร์บอนเข้าไปอีกหนึ่งตัวแปรด้วย

ราคาเชื้อเพลิง

ในช่วงที่เกิดวิกฤตน้ำมันในทศวรรษ 1970 และ 1980 โลกอยู่ในภาวะพึ่งพาน้ำมันมากกว่าปัจจุบัน เหตุผลส่วนหนึ่งเป็นเพราะราคาน้ำมันที่ขึ้นระหว่างปี 2541-2548 โดยเพิ่มขึ้นถึงห้าเท่ากลับไม่มีผลกระทบด้านเศรษฐกิจในลักษณะเดียวกับการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันในช่วงทศวรรษ 1970 ในยุคทศวรรษ 1970 และ 1980 เรายังพึ่งพาน้ำมันในหลายด้าน ทั้งการผลิตไฟฟ้าเป็นต้น ในปัจจุบันเราใช้น้ำมันน้อยลง

ตาราง 2.2 เปรียบเทียบสมมติฐานแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในการพยากรณ์ต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

การพยากรณ์	ต้นทุนการก่อสร้าง (ยูโร/กิโลวัตต์)	ระยะเวลาการก่อสร้าง (เดือน)	ต้นทุนของเงิน (อัตราสุทธิ%)	ค่าตัวประกอบ (%)	ต้นทุน O&M การใช้ไฟฟ้า (ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง)	ต้นทุนเชื้อเพลิง (ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง)	อายุการใช้งาน (ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง)	แผนการ (ปี)	ต้นทุนการผลิตปลดระวาง
Rice University									50.0
Lappeenranta University	1,875		5	91	13	5	60		24
Performance and Innovation Unit	<1,200		8 8 15	>80			30 15 15		35 42 57
Scully Capital	725-1,160	60		90	8	4	40	เงินสะสม 390 ล้านยูโรในช่วงอายุการใช้งาน 40 ปี	
Massachusetts Institute of Technology	1,600	60	11.5	85	11 (1) 75		40	 25	67 79
Royal Academy of Engineers	1,660	60	7.5	90	12	10	40	รวมอยู่ในต้นทุนการก่อสร้าง	41
Royal Academy of Engineers (update)	1,520	60	10	90	13	10	40		41
Chicago University	800-1,450	84	12.5	85	8	4	40	290 ล้านยูโร	43-58
Canadian Nuclear Assoc.	1,550	72	10	90	7	4	30	กองทุน 0.45 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง	50
IEA/NEA	1,600-3,600	60-120	5	85	10-24	4-17	40	รวมอยู่ในต้นทุนการก่อสร้าง	18-40
OXERA	2,350 สำหรับหน่วยแรก 1,670 สำหรับหน่วยต่อไป		10	95	9	1	40	750 ล้านยูโรในรูปกองทุนหลังจากอายุการใช้งาน 40 ปี	36-76
UK Energy Review 2006	1,875	72	10	80-85	11.5	5.8	40	600 ยูโร /เมกะวัตต์ชั่วโมง	57

หมายเหตุ:
1. ต้นทุน O&M ของ MIT รวมต้นทุนเชื้อเพลิงด้วย

แท่นขุดเจาะน้ำมัน Dunlin
ในทะเลเหนือและมลพิษจากน้ำมัน

อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันกับราคาไฟฟ้ายังมีความสัมพันธ์อย่างใกล้ชิด และราคาน้ำมันมีส่วนสัมพันธ์กับราคาก๊าซธรรมชาติ แม้จะสัมพันธ์กับราคาถ่านหินน้อยกว่า ในขณะที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้ามากขึ้น ราคาน้ำมันกับไฟฟ้าจึงมีความสัมพันธ์ต่อกัน

ในช่วงราคาน้ำมันสูงเมื่อกลางทศวรรษ 1970 และ 1980 เป็นยุคที่คนมีความหวังต่ออุตสาหกรรมนิวเคลียร์ เป็นช่วงที่ยังมีคำสั่งซื้อจากสหรัฐฯ (ก่อนเหตุการณ์ที่เกาะทรีไมล์) และในยุโรปก่อนผลพวงของเหตุการณ์เชอร์โนบิล

คณะกรรมาธิการยุโรปทำการวิเคราะห์ผลกระทบราคาก๊าซและน้ำมันที่สูงขึ้นที่มีต่อเทคโนโลยีพลังงานหลายประเภท ตัวเลขพื้นฐานในการพยากรณ์เป็นราคาน้ำมันในปี 2573 ที่ราคา 63 เหรียญ/บาร์เรล (ตามมูลค่าเงินเหรียญในปี 2548) แต่ในกรณีที่ราคาน้ำมันสูงขึ้นถึง 99 เหรียญ/บาร์เรล ในสภาพที่ราคาก๊าซและน้ำมันเพิ่มสูงขึ้น การใช้พลังงานนิวเคลียร์จะเพิ่มขึ้นแค่ประมาณ 6.5% เมื่อเทียบกับการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนถึง 12.5% [71]

ราคาน้ำมันในอนาคตมีความผันผวน และมีคนพยากรณ์แตกต่างกัน ในรายงาน World Energy Outlook for 2006 ของ International Energy Agency มีการประมาณราคาพื้นฐานของน้ำมันสำหรับปี 2573 ที่ 55 เหรียญ/บาร์เรล

อัตราดอกเบี้ย

ต้นทุนการก่อสร้างมหาศาลของพลังงานนิวเคลียร์ทำให้เสี่ยงต่อความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย และเสี่ยงกว่าแหล่งเชื้อเพลิงอื่น ๆ ซึ่งมีต้นทุนและระยะเวลาก่อสร้างต่ำกว่า จำนวนดอกเบี้ยที่หน่วยงานพลังงานต้องจ่ายให้กับเงินที่กู้ยืมมาเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ส่งผลกระทบอย่างมากต่อต้นทุนโดยประมาณของไฟฟ้าที่จะผลิตได้ ตามแบบจำลองเศรษฐศาสตร์ ผลของการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยถูกกำหนดให้เป็นอัตราส่วนลด (ซึ่งเป็นจำนวนของเงินลงทุนเบื้องต้นบวกกับดอกเบี้ยสะสมหารด้วยระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ยืม) ปัจจัยนี้ส่งผลกระทบอย่างมากต่อเศรษฐศาสตร์ของไฟฟ้านิวเคลียร์ ตามข้อมูลด้านเศรษฐศาสตร์ของ Nuclear Energy Agency เรามีโอกาสเห็นอัตราส่วนลดเพิ่มจาก 5 เป็น 10% ในแบบจำลองเศรษฐกิจ และทำให้ต้นทุนไฟฟ้านิวเคลียร์เพิ่มขึ้น 50% [72]

ราคาคาร์บอน

ความตระหนักถึงผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและเศรษฐกิจของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ส่งผลให้เกิดแรงกดดันมากขึ้นเพื่อให้ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ตามพิธีสารเกียวโต หลายประเทศตกลงที่จะจำกัดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ อย่างไรก็ตาม พิธีสารฉบับนี้ไม่ยอมให้มีการนำพลังงานนิวเคลียร์มาเป็นส่วนหนึ่งของกลไกยืดหยุ่นในภาคผนวก 1 ซึ่งอนุญาตให้ประเทศภาคีสามารถใช้กลไกยืดหยุ่นเพื่อลดเป้าหมายการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ นอกจากนั้น ยังมีการกันพลังงานนิวเคลียร์ออกจากกลไกพัฒนาที่สะอาด (CDM มาตรา 12) และโครงการที่ดำเนินการร่วมกัน (มาตรา 6) แต่ไม่มีการกันพลังงานนิวเคลียร์ออกจากโครงการแลกเปลี่ยนการปล่อยก๊าซ [73]

เพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ประเทศที่ลงนามในสัญญาจะต้องจัดทำกลไกเพื่อลดการปล่อยก๊าซโดยเฉพาะจากภาคพลังงาน ในยุโรป เงื่อนไขข้อนี้ส่งผลให้มีการนำระบบแลกเปลี่ยนการปล่อยก๊าซมาใช้ ซึ่งกำหนดเพดานของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และทำให้เกิดตลาดคาร์บอน โดยผู้ที่มีกิจการซึ่งปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สามารถซื้อโควตาได้จากคนอื่น

ในช่วงสองปีที่ผ่านมานับแต่การก่อตั้งตลาดคาร์บอนในยุโรป ราคาคาร์บอนผันผวนอยู่ในช่วง 2-30 ยูโร/ตันคาร์บอน ทั้งนี้เป็นผลมาจากความเปลี่ยนแปลงของราคาพลังงาน การมีอยู่ของโควตาปล่อยก๊าซทั้งที่เป็นตัวเลขจริงหรือคาดการณ์ และการเก็งกำไรของตลาด

พลังงานนิวเคลียร์ไม่ได้รับโควตาการปล่อยก๊าซตามกรอบของโครงการแลกเปลี่ยนการปล่อยก๊าซในยุโรป (ต่างจากผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลอื่น ๆ) เนื่องจากในระหว่างผลิตไฟฟ้าไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมา อย่างไรก็ตาม แม้ในช่วงแรกของโครงการแลกเปลี่ยนการปล่อยก๊าซ จะมีการจัดสรรโควตาการปล่อยก๊าซจนมากเกินไป โดยส่วนใหญ่จะให้กับหน่วยงานผลิตไฟฟ้า การก่อตั้งกลไกดังกล่าวก็ยังส่งผลให้ราคาไฟฟ้าสูงขึ้น [74] เป็นเหตุให้มีการพูดกันว่า ผู้ได้รับประโยชน์จากโครงการนี้คือหน่วยงานผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและนิวเคลียร์ [75]

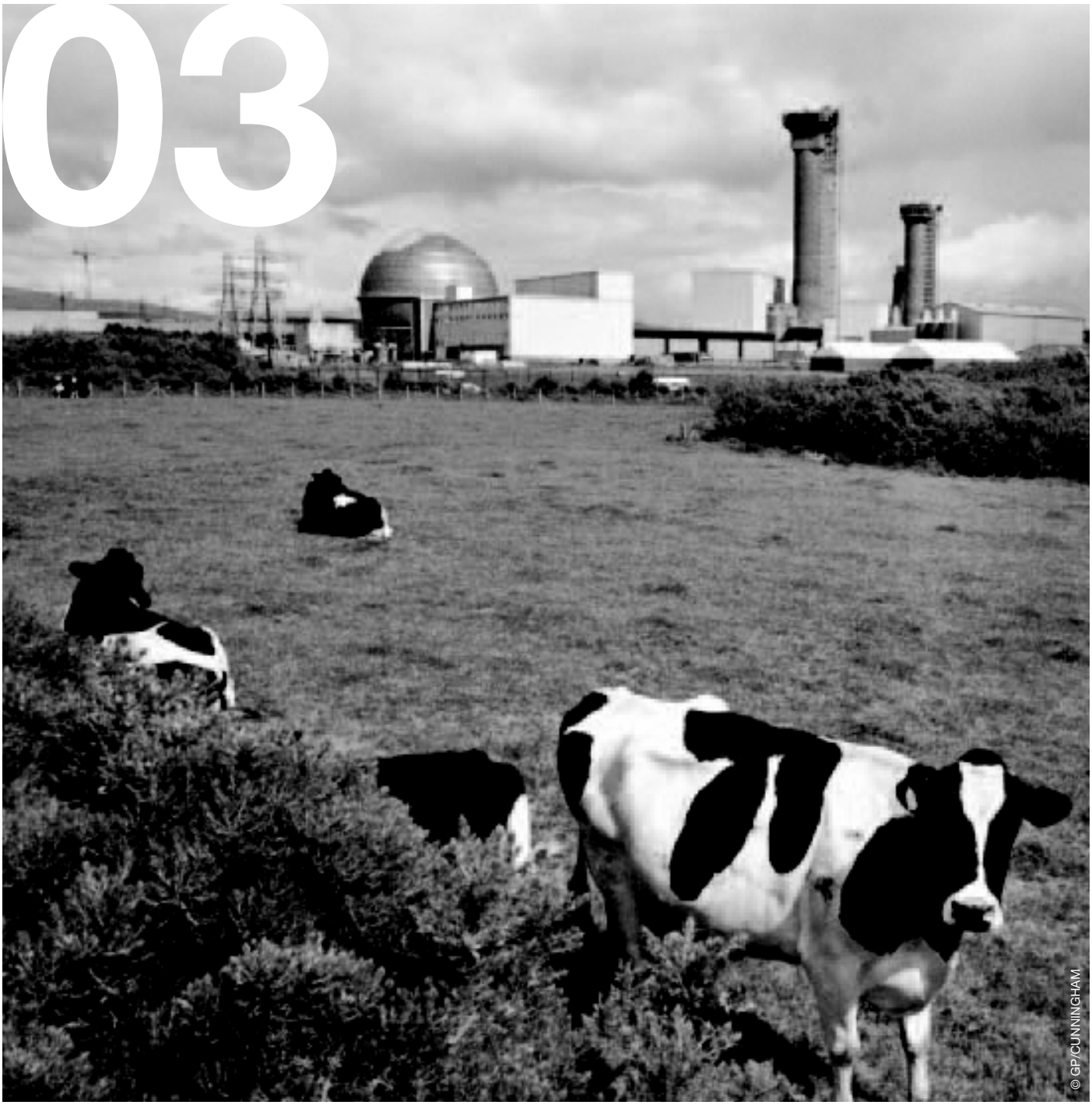
หลายคนมองว่าการนำระบบราคาคาร์บอนระยะยาวมาใช้จะส่งผลกระทบอย่างมากต่ออนาคตของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ โดยเฉพาะต้นทุนการก่อสร้าง ผู้บริหารระดับสูงของ EdF ระบุว่า “ในการตัดสินใจลงทุนในโครงการหลายพันล้านปอนด์ ซึ่งต้องใช้ระยะเวลาถึงครึ่งศตวรรษ นักลงทุนจำเป็นต้องมีความมั่นใจในการพยากรณ์ราคา พวกเขาต้องทราบอย่างแน่นอนว่าสังคมจะตั้งราคากับการลดคาร์บอนมากน้อยเพียงใด ไม่ใช่แค่เพียงพรุ่งนี้ แต่สำหรับอีก 10, 20, 30, 40 ปี ข้างหน้า” [76] ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการ

เปลี่ยนแปลงอย่างมากต่อระบบซื้อขายโควตาการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปัจจุบัน

นอกจากจะต้องมีการรับประกันราคาคาร์บอนในระยะยาวแล้ว บางคนยังมองว่าราคาในอนาคตจะสูงกว่าราคาตลาดในปัจจุบันมาก งานศึกษาของ MIT คำนวณว่า “ในกรณีที่เก็บภาษีคาร์บอน 50 เหรียญ/ตันคาร์บอน พลังงานนิวเคลียร์จะไม่คุ้มทุนเลยตามสมมติฐานแบบพื้นฐาน” รายงานยังประเมินต่อไปว่าพลังงานนิวเคลียร์จะถึงจุดคุ้มทุนตามการพยากรณ์พื้นฐาน ก็ต่อเมื่อราคาคาร์บอนสูงกว่า 100 เหรียญ/ตันคาร์บอน [77]

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Dukovany สาธารณรัฐเช็ค
สายส่งและหอระบายความร้อน อาคารปฏิกรณ์
และสนามหญ้าด้านหน้า

การฟื้นตัวของ
นิวเคลียร์?



การฟื้นตัวของ
นิวเคลียร์? - ต่อ

ฟินแลนด์ คำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Olkiluoto

คำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Olkiluoto เป็นคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เพียงฉบับเดียวที่ยังมีผลอยู่ในยุโรปตะวันตกหรืออเมริกาเหนือ และเป็นคำสั่งซื้อฉบับแรกที่มีการลงนามภายหลังคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Civaux 2 ในฝรั่งเศส ซึ่งมีขึ้นในปี 2536 และจ่ายไฟเข้าสายส่งเมื่อปี 2542

Olkiluto มักถูกยกเป็นตัวอย่างกำลังผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยุคปัจจุบัน มีการคาดการณ์ว่าจะมีต้นทุนการก่อสร้างและเดินเครื่องต่ำมากและมีความปลอดภัยยิ่งขึ้น และยังมักยกเป็นตัวอย่างของคำสั่งซื้อพลังงานนิวเคลียร์ที่เกิดขึ้นได้จริงในตลาดไฟฟ้าแบบเปิดเสรี นักวิจารณ์หลายคนอ้างว่าคำสั่งซื้อพลังงานนิวเคลียร์สามารถทำได้ในตลาดไฟฟ้าเสรี เนื่องจากผู้บริโภคไม่ต้องแบกรับความเสี่ยงทั้งหมดของการก่อสร้างและเดินเครื่องโรงไฟฟ้าใหม่อีกต่อไป (โปรดดูบทที่ 2 “การจัดการความเสี่ยงในตลาดไฟฟ้าแบบแข่งขัน”) เราจึงต้องวิเคราะห์เงื่อนไขแวดล้อมของคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้า Olkiluoto โดยต้องมองจากสี่แง่มุม

- ความเป็นมาของพลังงานนิวเคลียร์ในฟินแลนด์
- เงื่อนไขเชิงพาณิชย์ของคำสั่งซื้อ
- ผู้ซื้อ
- ประสบการณ์จนถึงปัจจุบัน

ความเป็นมาของพลังงานนิวเคลียร์ในฟินแลนด์

ฟินแลนด์สั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดค่อนข้างเล็กระหว่างปี 2514-2518 สองเครื่องตั้งอยู่ที่โรงไฟฟ้า Loviisa (ซึ่งมีกำลังผลิตสุทธิ 440 เมกะวัตต์) โดยใช้เครื่องปฏิกรณ์แบบรัสเซีย (VVER-440) แต่มีการปรับปรุงให้ได้มาตรฐานตะวันตกด้วยความช่วยเหลือของบริษัท Siemens เครื่องปฏิกรณ์สองเครื่องที่โรงไฟฟ้า Olkiluoto (กำลังผลิตสุทธิ 660 เมกะวัตต์) ใช้เครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำเดือดของสวีเดนซึ่งมีความคล้ายคลึงกับโรงไฟฟ้าที่สร้างในสวีเดน โรงไฟฟ้าทั้งสี่แห่งมีความพึ่งพาได้สูงแม้จนปัจจุบัน ในภาวะที่ความพึ่งพาได้สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งอื่นในโลกก็สูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับช่วงทศวรรษ 1980 เครื่องปฏิกรณ์ทั้งสี่หน่วยจัดว่าอยู่ในระดับสูงสุด 20% ของบรรดาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่จัดอันดับตามค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของอายุใช้งานทั้งหมด โรงไฟฟ้าในประเทศอื่นที่มีลักษณะคล้ายคลึงกันก็มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นเช่นกัน นอกจากนั้น ยังมีการปรับปรุงกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอย่างมาก โดยเครื่องปฏิกรณ์ที่ Loviisa สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่ากำลังผลิตตามการออกแบบถึง 11% ในขณะที่โรงไฟฟ้า Olkiluoto ผลิตได้มากกว่า 30% ภาพลักษณ์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในฟินแลนด์จึงค่อนข้างดี และฟินแลนด์น่าจะเป็นประเทศที่มีโอกาสสั่งซื้อโครงการนิวเคลียร์ใหม่ ๆ มากกว่าประเทศอื่นซึ่งมีประสบการณ์เลวร้ายกว่า

การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR (ขนาด 1,600 เมกะวัตต์) เริ่มขึ้นในปี 2534 และจนถึงช่วงปลายทศวรรษ 1990 เริ่มมีแรงกดดันต่อ EdF เพิ่มขึ้นเพื่อให้มีการสั่งซื้อโรงไฟฟ้าและรักษาระดับกำลังผลิตไว้ Framatome ซึ่งเป็นบริษัทลูกของ Areva ผู้ผลิตเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR [78] อ้างว่ามีความพร้อมที่จะสั่งซื้อโรงไฟฟ้าตั้งแต่เกือบทศวรรษที่แล้วและมีการอนุมัติมาตรฐานความปลอดภัยให้กับเครื่องปฏิกรณ์รุ่นดังกล่าวโดยหน่วยงานในฝรั่งเศสและเยอรมนีในปี 2543 Areva กังวลว่าในกรณีที่คำสั่งซื้อในฝรั่งเศสยังล่าช้าต่อไป ใบอนุญาตจะหมดอายุลงเสียก่อนหากไม่มีการสั่งซื้อ ในปี 2536 รัฐสภาฟินแลนด์ไม่ยอมรับข้อเสนอให้มีการสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ห้า อย่างไรก็ตาม การถกเถียงยังไม่สิ้นสุดและมีการผลักดันประเด็นนี้เข้าสู่การพิจารณาของรัฐสภาใหม่ในเดือนพฤษภาคม 2545 ในที่สุดรัฐสภาฟินแลนด์เห็นชอบด้วยคะแนนเสียง 107 ต่อ 92 ให้มีการสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ห้า และมีการประกวดราคาในเดือนกันยายนปีนั้นเอง ผู้เข้าประกวดราคาและเครื่องปฏิกรณ์รุ่นที่พวกเขาเสนอประกอบด้วย

- Areva, EPR (เครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำอัดความดันรุ่นปรับปรุง);
- Areva, SWR (เครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำเดือดของ Siemens พร้อมกับระบบรักษาความปลอดภัยแบบ passive safety)
- Atomstroyexport WWER91/99 (เครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำอัดความดันรุ่นปรับปรุงแบบรัสเซียขนาด 1,000 เมกะวัตต์) และ
- GE, ESBWR (เครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำเดือดพร้อมกับระบบรักษาความปลอดภัยแบบ passive safety)

Westinghouse ไม่ได้เข้าร่วมประกวดราคา ในเดือนธันวาคม 2546 TVO บริษัทจากฟินแลนด์ซึ่งเป็นผู้ซื้อโรงไฟฟ้าประกาศว่าได้เลือกให้เครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR ของ Areva เป็นผู้ชนะ และจะมีการจัดทำสัญญากับบริษัท Framatome เพื่อผลิตอาคารเครื่องปฏิกรณ์และ Siemens จะเป็นผู้ผลิตกังหัน ในเดือนมีนาคม 2548 หน่วยงานด้านความปลอดภัยของฟินแลนด์ออกใบอนุญาตการก่อสร้างและการก่อสร้างเริ่มขึ้นในเดือนสิงหาคม 2548

เงื่อนไขเชิงพาณิชย์ของคำสั่งซื้อ

เพื่อลดความเสี่ยงต่อผู้ซื้อ Areva เสนอที่จะก่อสร้างโรงไฟฟ้าด้วยสัญญาแบบครบวงจร นิตยสาร Modern Power Systems รายงานว่า [79] *เป็นสัญญาแบบราคาคงที่ โดยกลุ่มบริษัทผู้รับเหมาต้องรับผิดชอบต่ออุปกรณ์และการก่อสร้างอาคารทั้งหมดของโรงไฟฟ้า ต้องรับผิดชอบการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้งหมดรวมถึง...การขอใบอนุญาต*

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใน
สาธารณรัฐเช็ค

กำหนดการก่อสร้างและสมรรถนะการเดินเครื่อง ต้นทุนโครงการทั้งหมดตามการประมาณของ TVO อยู่ที่ 3,000 ล้านยูโร

เงื่อนไขสัญญาแบบครบวงจรทำให้ TVO สามารถจ่ายเงินในจำนวนคงที่ และสามารถปรับในกรณีที่ผู้รับเหมาก่อสร้างล่าช้าตามกำหนดการระยะเวลาก่อสร้างตั้งแต่การเทคอนกรีตครั้งแรกไปจนถึงการเดินเครื่องครั้งแรก (first criticality) เป็นระยะเวลา 48 เดือน ในการเปรียบเทียบราคาของโครงการ Olkiluoto กับโรงไฟฟ้าแห่งอื่นจะต้องทำอย่างระมัดระวัง เนื่องจากต้นทุนตามที่รายงานรวมถึงแกนเชื้อเพลิงทั้งสองแกนและดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นระหว่างการก่อสร้าง (interest during construction: IDC) โดยทั่วไปแล้วในการเปรียบเทียบต้นทุน ราคาต้นทุนจะต้องไม่รวม IDC และรวมเฉพาะต้นทุนแกนเชื้อเพลิงแกนแรก [80] เพื่อความยุติธรรมในการเปรียบเทียบประมาณการณ์ต้นทุน เราจะต้องตัดต้นทุนในส่วนของแกนเชื้อเพลิงออกไปหนึ่งแกน และต้นทุน IDC ด้วย เนื่องจากอัตราดอกเบี้ยของเงินกู้ค่อนข้างต่ำเกือบตลอดระยะเวลาโครงการ (2.6%) มูลค่า IDC จึงมีน้อยมาก (อยู่ในระดับ 150 ล้านยูโร) ในขณะที่การประมาณต้นทุนแกนเชื้อเพลิงที่ต้องจัดซื้อเพิ่มเติมทำได้ยาก แต่ก็อาจมีระดับราคาเดียวกับแกนเชื้อเพลิงแรก

ไม่มีการตีพิมพ์รายละเอียดด้านการเงินของโรงไฟฟ้า แต่ European Renewable Energies Federation (EREF) และ Greenpeace ต่างยื่นข้อร้องเรียนแยกกันให้กับคณะกรรมาธิการยุโรปในเดือนธันวาคม 2547 โดยอ้างว่าเงินทุนของโครงการนี้ขัดกับระเบียบการให้เงินช่วยเหลือในรัฐยุโรป ตามข้อมูลของ EREF Bayerische Landesbank (ซึ่งเป็นของแคว้นบาวาเรีย) และเป็นผู้นำในกลุ่มผู้ให้กู้ (ร่วมกับ Handelsbanken, Nordea, BNP Paribas และ J P Morgan) ซึ่งเป็นผู้ปล่อยกู้หลักให้กับโครงการ คิดเป็นเงินกู้จำนวน 1.95 พันล้านยูโร หรือประมาณ 60% ของต้นทุนรวมทั้งหมดโดยคิดที่อัตราดอกเบี้ย 2.6% ไม่ชัดเจนว่าเป็นอัตราดอกเบี้ยจริงหรือเป็นอัตราดอกเบี้ยที่แสดงบนตราสาร (nominal rate) ถ้าเป็นอัตราดอกเบี้ยตามตราสารก็เท่ากับว่าอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเป็นศูนย์ หน่วยงานให้ทุนสนับสนุนการส่งออกสองแห่งมีส่วนร่วมด้วยคือ Coface ของฝรั่งเศสซึ่งค้ำประกันเงินกู้เพื่อการส่งออก 610 ล้านยูโรสำหรับการจัดซื้ออุปกรณ์ของ Areva และหน่วยงานให้กู้เพื่อส่งออกของสวีเดน (SEK) ปล่อยกู้อีก 110 ล้านยูโร ในเดือนตุลาคม 2549 คณะกรรมาธิการยุโรปประกาศว่าจะสอบสวนบทบาทของ Coface แต่ไม่ชัดเจนว่าจะมีการสอบสวนการค้ำประกันเงินกู้ของ Bayerische Landesbank และ SEK หรือไม่ ทั้งไม่ชัดเจนว่าผลการสอบสวนจะมีผลกระทบต่อ Coface อย่างไร ไม่ว่าผลการสอบสวนของคณะกรรมาธิการจะเป็นอย่างไร เป็นที่ชัดเจนว่าโครงสร้างการสนับสนุนเงินกู้ของโครงการ Olkiluoto เป็นสิ่งที่คงไม่อาจทำกับโครงการอื่นได้อีก การปล่อยกู้ตามอัตราดอกเบี้ยที่รายงาน ถ้าเป็นข้อมูลที่ถูกต้อง ก็ถือเป็นอัตราที่ต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยที่ควรใช้กับการลงทุนที่มีความเสี่ยงทางเศรษฐกิจเช่นนี้ หน่วยงานให้เงินกู้เพื่อส่งออกก็ทำหน้าที่อย่างน่าประหลาดใจ โดยปรกติแล้วหน่วยงานเหล่านี้จะปล่อยกู้ให้กับประเทศกำลังพัฒนาที่มีความเสี่ยงด้านการเงินและการเมือง ฟินแลนด์ไม่น่าจะจัดอยู่ในบรรดาประเทศเหล่านี้เลย

ผู้ซื้อ

ผู้ซื้อคือ Teollisuuden Voima Oy (TVO) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่มีลักษณะพิเศษของฟินแลนด์ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่สามของ Olkiluoto PVO เป็นผู้ถือหุ้นใหญ่สุดคือ 60% ของ TVO PVO เป็นบริษัทที่ไม่ค้ากำไรและเป็นส่วนหนึ่งของอุตสาหกรรมไฟฟ้าฟินแลนด์ที่ผลิตประมาณ 16% ของไฟฟ้าทั้งหมดในประเทศ ณ ปี 2548 [81] ผู้ถือหุ้นของบริษัทมีสิทธิซื้อไฟฟ้าในราคาที่ผันแปรตามจำนวนหุ้นที่มีในบริษัท ในทางกลับกัน พวกเขาต้องจ่ายต้นทุนคงที่ตามสัดส่วนของหุ้น และต้องจ่ายต้นทุนผันแปรตามสัดส่วนของปริมาณไฟฟ้าที่บริโภค Fortum เป็นผู้ถือหุ้นใหญ่อีกบริษัทหนึ่งใน TVO และเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าใหญ่ที่สุดของฟินแลนด์ โดยมีหุ้นอยู่ใน TVO 25% รัฐบาลฟินแลนด์เป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ของบริษัท Fortum ตามเงื่อนไขการให้เงินกู้ซึ่งครอบคลุมสัญญาของโรงไฟฟ้าตามอายุการใช้งานทั้งหมด จะมีการขายไฟฟ้าจากเครื่องปฏิกรณ์ Olkiluoto 3 ในราคาที่ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมด

ประสบการณ์ถึงปัจจุบัน

ในเดือนสิงหาคม 2548 มีการเทปูนเป็นครั้งแรก ทันใดนั้นเอง ปัญหาต่าง ๆ ก็เกิดขึ้น ในเดือนกันยายน 2548 [82] ปัญหาความแข็งแรงและความพรุนของเนื้อปูนทำให้งานก่อสร้างล่าช้า ในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 งานล่าช้ากว่ากำหนดอย่างน้อย 6 เดือน ส่วนหนึ่งเนื่องมาจากปัญหาของปูน และอีกส่วนหนึ่งเป็นปัญหามาจากการรับรองคุณสมบัติของท่อความดันและความล่าช้าในการออกแบบด้านวิศวกรรมโดยละเอียด [83]

ในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 STUK ซึ่งเป็นหน่วยงานด้านความปลอดภัยของฟินแลนด์เริ่มทำการสอบสวนปัญหาความล่าช้า [84] ในเดือนเมษายน 2549 Martin Landtman ผู้จัดการโครงการของ TVO ยอมรับว่ามีความล่าช้าไปแล้วเก้าเดือน [85] บริษัทผู้รับเหมาตำหนิการที่คนงานในท้องถิ่นไม่มีฝีมือ [86] และอ้างว่าความไม่แน่นอน

การฟื้นตัวของ นิวเคลียร์? - ต่อ

ของระบบกำกับดูแลในฟินแลนด์ [87] ก็เป็นสาเหตุของความล่าช้า

ในเดือนมีนาคม 2549 คาดการณ์ว่า EdF จะสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR เครื่องที่สองสำหรับโรงไฟฟ้า Flamanville ซึ่งมีราคาสูงกว่าราคาตามสัญญาของโรงไฟฟ้า Olkiluoto 10% (ของ 3.3 พันล้านยูโร) และประมาณว่าจะมีระยะเวลาดำเนินการโครงการทั้งหมด 54 เดือนแทนที่จะเป็น 48 เดือนแบบโครงการ Olkiluoto [88]

ในเดือนกรกฎาคม 2549 บริษัท TVO ยอมรับว่าโครงการล่าช้าประมาณหนึ่งปี [89] และหน่วยงานผู้ควบคุมแห่งฟินแลนด์คือ STUK ตีพิมพ์รายงานซึ่งระบุถึงความล่าช้า [90] รายงานระบุถึงปัญหานานัปการ "การระบุสาเหตุที่เป็นต้นตอทำได้ยากมาก เนื่องจากมีปัจจัยที่ทับซ้อนกันมากมาย"

Seija Suksi หัวหน้าคณะสอบสวนกล่าวว่า "...เป็นที่ชัดเจนว่ามีการคำนวณเวลาและปริมาณงานสำหรับการออกแบบโดยละเอียดของโครงการต่ำเกินไป ในช่วงที่กำหนดกรอบเวลาของโครงการ" Areva "ไม่มีประสบการณ์ในงานก่อสร้างมากนัก ประการแรก พวกเขาไม่รู้ด้วยซ้ำว่างานก่อสร้างที่รากฐานเป็นการก่อสร้างเพื่อความปลอดภัย และพวกเขาไม่มีประสบการณ์มากพอที่จะให้คำแนะนำกับผู้รับเหมา กรอบของต้นทุนที่ค่อนข้างเข้มงวดก็เป็นปัญหาในการคัดเลือกและกำกับดูแลผู้รับเหมา พวกเขามักเลือกผู้รับเหมาที่เสนอราคาต่ำสุด" "เรามีความเห็นว่า Framatome พยายามพิสูจน์ว่าปัญหาทั้งหมดเกิดขึ้นเนื่องจากผู้รับเหมาช่วง แต่อันที่จริงต้นตอสาเหตุน่าจะอยู่ที่ปัญหาการจัดการของโครงการมากกว่า" STUK ต้องการให้ TVO "สื่อสารให้บุคลากรในโครงการตระหนักว่า การส่งมอบโครงการตามสัญญาแบบครบวงจรไม่ได้หมายความว่าพวกเขาจะไม่ต้องรับผิดชอบต่อโครงการ TVO ควรระลึกไว้ว่า พวกเขาต้องรับผิดชอบต่อความปลอดภัยของโรงไฟฟ้าและเป็นความรับผิดชอบที่ไม่อาจผลักให้กับผู้รับเหมาได้" [91]

ในเดือนกันยายน 2549 ผลกระทบจากปัญหาของ Areva เริ่มปรากฏ โครงการโรงไฟฟ้า Olkiluoto เป็นปัจจัยที่ทำให้รายได้จากการดำเนินงานด้านพลังงานนิวเคลียร์ของ Areva ลดลง 300 ล้านยูโร เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งในอดีตและค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในอนาคตของการก่อสร้างเพิ่มเติมที่ Olkiluoto [92] มีการเปิดเผยตัวเลขค่าปรับของความล่าช้าในการก่อสร้างต่อสาธารณะ โดยคิดเป็นอัตรา 0.2% ต่อมูลค่าสัญญาในแต่ละสัปดาห์ที่มีความล่าช้าจนถึง 1 พฤษภาคม 2552 เป็นเวลา 26 สัปดาห์ และคิดเป็นอัตรา 0.1% ต่อสัปดาห์หลังจากนั้น ในสัญญาระบุเพดานของค่าปรับไว้ที่ 10% คือประมาณ 300 ล้านยูโร

ปัญหาทางเทคนิคปรากฏมากขึ้นในเดือนตุลาคม [93] และ Areva ประกาศที่จะเปลี่ยนตัวหัวหน้าโครงการ [94] รายงานจากแหล่งข้อมูลอย่างไม่เป็นทางการระบุว่าโครงการ Olkiluoto น่าจะช้ากว่ากำหนดการ 2-3 ปี (La Tribune 10 พฤศจิกายน) และนิตยสาร Capital อ้างแหล่งข่าวจากอุตสาหกรรมนิวเคลียร์และรายงานในวันที่ 20 ตุลาคมว่า "Areva อาจขาดทุนมากกว่า 1,000 ล้านยูโรในฟินแลนด์ ทั้งนี้เพราะบริษัทได้ "ละเมิด" การเจรจาเกี่ยวกับสัญญาโครงการ Olkiluoto"

ในเดือนธันวาคม 2549 หลังการก่อสร้าง 16 เดือน Areva ประกาศว่าการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ล่าช้าออกไปกว่า 18 เดือน [95] หนังสือพิมพ์ Les Echos ของฝรั่งเศสรายงานว่า Areva จะต้องจ่ายค่าปรับ 500 ล้านยูโรให้กับโครงการ Olkiluoto สำหรับปี 2549 [96] ในเดือนธันวาคม Le Monde รายงานว่ากระทรวงการคลังฝรั่งเศสระบุว่าภาระขาดทุนสูงถึง 700 ล้านยูโร [97]

จนถึงเดือนมกราคม 2550 ความสัมพันธ์ระหว่าง Areva กับ TVO ตึงเครียดมาก ตามรายงานในรายการโทรทัศน์ของฟินแลนด์ Philippe Knoche ตัวแทนของโครงการ Olkiluoto ของ Areva กล่าวว่า "TVO กับเรามีปัญหากัน ซึ่งเป็นสิ่งที่ไม่คาดคิดมาก่อน เราไม่เคยเตรียมพร้อมสำหรับเครื่องปฏิกรณ์แบบใหม่เช่นนี้ ซึ่งต้องมีการปรับให้เข้ากับเงื่อนไขของประเทศฟินแลนด์" สัญญาแบบครบวงจรดูเหมือนจะคลี่คลายออก และ Knoche ระบุว่า "Areva - Siemens ไม่อาจยอมรับเงินชดเชย 100% ได้ เพราะโครงการนี้เป็นความร่วมมือที่ยิ่งใหญ่มาก พื้นที่ก่อสร้างเป็นโครงการร่วมกัน เราจึงปฏิเสธไม่ยอมรับหลักการจ่ายค่าชดเชย 100%"

TVO ไม่ยอมรับคำอธิบายของเขา และเมื่อมีผู้ถามความเห็นของ Martin Landtman เกี่ยวกับสิ่งที่ Knoche พูด เขาบอกว่า "ผมไม่เชื่อว่า Areva จะพูดแบบนี้ งานที่พื้นที่ก่อสร้างเป็นความรับผิดชอบของผู้รับเหมาในปัจจุบัน แน่นอนว่าสุดท้ายแล้ว TVO ก็ต้องรับผิดชอบกับสิ่งที่เกิดขึ้นทั้งหมด แต่ Areva ก็มีความรับผิดชอบต้องทำโครงการให้เสร็จ" [98]

บทเรียน

แม้มีผู้ตั้งข้อสงสัยว่าโรงไฟฟ้า Olkiluoto จะมีปัญหามาก แต่ปรากฏว่าความรุนแรงและระดับของปัญหาทำให้ผู้ตั้งข้อสงสัยเองถึงกับผงะ เราคงต้องดูกันต่อไปว่าปัญหาเหล่านี้จะคลี่คลายอย่างไร ความล่าช้าจะสิ้นสุดที่ใด และจะส่งผลกระทบให้ต้นทุนสูง

ไอของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในยามรุ่งอรุณทางตอนเหนือของฝรั่งเศส

ขึ้นเพียงใด และ Areva กับ TVO จะแบ่งกันรับผิดชอบต้นทุนที่เพิ่มขึ้นอย่างไร อย่างไรก็ตาม เราได้บทเรียนมากมาย

- ราคาต้นทุนตามสัญญาที่ 2,000 ยูโร/กิโลวัตต์ ดูเหมือนจะเป็นตัวเลขที่ประเมินต่ำกว่าความจริงอย่างสิ้นเชิง และการพยากรณ์ต้นทุนของนิวเคลียร์ควรจะยึดตัวเลขซึ่งสูงกว่าการพยากรณ์ที่ 2,200 ยูโร/กิโลวัตต์ ของ EdF ซึ่งอันที่จริงก็ยังอาจต่ำกว่าความจริงอยู่ดี
- การทำสัญญาแบบครบวงจรทำให้บริษัทผู้ผลิตมีความเสี่ยงสูง ประสบการณ์ที่ Olkiluoto จะทำให้ผู้ผลิตตระหนักว่าการค้ำประกันราคาในระดับสูงอย่างเช่นโครงการ Olkiluoto เป็นสิ่งที่ไม่มีเหตุผลเอาเลย
- เราจำเป็นต้องใช้ทักษะอย่างมากในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ให้ได้ตามมาตรฐาน การขาดประสบการณ์ในโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในช่วงที่ผ่านมา ทำให้การดำเนินงานตามมาตรฐานลำบากยิ่งขึ้น
- หน่วยงานกำกับดูแลต้องประสบปัญหาที่สำคัญ หน่วยงานด้านความปลอดภัยของฟินแลนด์ไม่เคยประเมินคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ตั้งกว่า 30 ปีมาแล้ว และไม่มีประสบการณ์ทำงานกับเครื่องปฏิกรณ์แบบใหม่และไม่เคยทดลองใช้มาก่อนเลย

ฝรั่งเศส : Flamanville

อุตสาหกรรมนิวเคลียร์ของฝรั่งเศสล็อบบี้รัฐบาลและ Electricité de France (EdF) [99] เป็นเวลากว่าทศวรรษเพื่อให้สั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR หลังจากขั้นตอนอันยาวนาน มีการเลือกสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า Flamanville และคาดว่าจะได้รับใบอนุญาตก่อสร้าง (Decret d'Autorisation de Creation หรือ DAC) ในปี 2550 การก่อสร้างเริ่มขึ้นตั้งแต่เดือนตุลาคม 2549 แต่คำสั่งซื้อหลักของโรงไฟฟ้าจะไม่เกิดขึ้นก่อนครึ่งปีหลังของปี 2550 โดยคาดว่าจะเริ่มเทคอนกรีตเป็นครั้งแรกในเดือนธันวาคม 2550 [100] คาดว่าจะใช้เวลาก่อสร้าง 54 เดือนและจะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ในกลางปี 2555 หกเดือนหลังจากกำหนดการเดิมของโรงไฟฟ้า Olkiluoto

EdF คาดว่าต้องใช้ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 3.3 พันล้านยูโร 10% มากกว่าต้นทุนตามสัญญาของโครงการ Olkiluoto อย่างไรก็ตาม ที่ต่างไปจากสัญญาโครงการ OL3 ก็คือในสัญญาฉบับนี้ไม่รวมต้นทุนแกนเชื้อเพลิงแรก (ซึ่งปรกติจะรวมอยู่ในต้นทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์) [101] Electricité de France จะทำการออกแบบเชิงสถาปัตยวิศวกรรมด้วยตนเอง และจะเป็นผู้จัดซื้อองค์ประกอบหลักของโครงการ อย่างเช่น กังหัน (Alstom) อาคารเครื่องปฏิกรณ์ (Areva) และงานวิศวกรรมโยธา (Bouygues) แยกกัน

การที่ EdF จะสามารถควบคุมงบประมาณตามที่ตั้งไว้ได้หรือไม่เป็นสิ่งที่ยังต้องดูต่อไป แต่หน่วยงานพลังงานนิวเคลียร์ซึ่งเชี่ยวชาญที่สุดในโลกคาดว่าเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR จะมีต้นทุนสูงกว่า 10% เมื่อเทียบกับหน่วยงานที่ขาดประสบการณ์อย่าง TVO ข้อมูลนี้ชี้ให้เป็นว่าราคาที่กำหนดไว้ในสัญญาโครงการ Olkiluoto ไม่สอดคล้องกับความจริงเลย

อย่างไรก็ตาม EdF คาดว่าต้นทุนเครื่องปฏิกรณ์หน่วยต่อไปจะถูกลงมากกว่าที่โรงไฟฟ้า Flamanville แม้จะไม่ระบุว่าถูกกว่าเพียงไร เป็นที่สังเกตว่าระหว่างปี 2517-2527 ในขณะที่ EdF ก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์มากกว่า 30 หน่วย ต้นทุนที่แท้จริงของโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากที่ประมาณไว้ถึง 54% [102] EdF ยังไม่ได้ตัดสินใจที่จะเลือกเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR Bernard Dupraz รองประธานฝ่ายการผลิตของ EdF กล่าวในเดือนพฤษภาคม 2548 ว่า EdF จะต้องสร้างเครื่องปฏิกรณ์ทดแทนเครื่องเก่าราวปี 2558-2563 ซึ่งทำให้ต้องเลือกยุทธศาสตร์หลังจากที่เดินเครื่องเครื่องปฏิกรณ์ Flamanville-3 ไปได้ไม่นานนัก Dupraz กล่าวว่า EdF จะต้องพิจารณาอย่างระมัดระวังว่าจะเลือกเครื่องปฏิกรณ์แบบใดในยุคนั้น "เราคงต้องดูว่าจะมีเครื่องปฏิกรณ์แบบอื่นที่มีประสิทธิภาพและมีส่วนต่างของราคา" เมื่อเปรียบเทียบกับเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR ซึ่งจะทำให้เป็นโครงการที่น่าสนใจมากขึ้นสำหรับ EdF" [103]

อังกฤษ

ในเดือนพฤษภาคม 2549 ก่อนที่จะมีการตีพิมพ์รายงาน Energy Policy Review ของรัฐบาล [104] ในเดือนกรกฎาคม 2549 Tony Blair กล่าวว่า "พลังงานนิวเคลียร์จะกลับมาเพื่อแก้แค้นอีกครั้งหนึ่ง" [105] ที่ปรึกษาหลักด้านวิทยาศาสตร์และโฆษกรัฐบาลคนอื่น ๆ เสนอว่า อังกฤษจำเป็นต้องมีเครื่องปฏิกรณ์ใหม่มากถึง 20 หน่วย ประชาคมนานาชาติมองว่าเป็นสัญญาณที่อังกฤษจะเริ่มโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่อย่างจริงจัง

แล้วสิ่งนั้นเกิดได้จริงหรือ? Blair ใช้สมมติฐานอะไรในการบอกว่าพลังงานนิวเคลียร์ "จะกลับมาเพื่อแก้แค้นอีกครั้งหนึ่ง"? รายละเอียดของโครงการที่เสนอและสมมติฐานปรากฏอยู่ในรายงาน Energy Policy Review และในเอกสารเพิ่มเติม โดยเฉพาะการวิเคราะห์ต้นทุนกำไรของพลังงานนิวเคลียร์ [106]

ขนาดของโครงการ การสนับสนุนจากรัฐบาลและประโยชน์ที่ได้รับ

ที่น่าประหลาดใจที่สุดก็คือโครงการมีขนาดจำกัดมาก จากการวิเคราะห์ต้นทุนกำไรระบุว่า

การฟื้นตัวของ
นิวเคลียร์? - ต่อ

หากภาคเอกชนตัดสินใจลงทุนในโครงการนิวเคลียร์ใหม่ในเชิงพาณิชย์ การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ชี้ว่า จนถึงปี 2568 มีโอกาสที่จะผลิตไฟฟ้านิวเคลียร์เพิ่มขึ้นใหม่เพียงจำนวนน้อย (หน้า 1) ความเป็นไปได้ก็คืออาจมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่เป็นโรงแรกราวปี 2564 โดยไม่มีทางก่อสร้างก่อนหน้านั้น ตามสมมติฐานของช่วงเวลาจัดเตรียมโครงการแปดปี (ขั้นตอนก่อนขอใบอนุญาต การทำประชาพิจารณ์ การออกใบอนุญาต ฯลฯ) กระบวนการนี้น่าจะเริ่มขึ้นในปี 2550 โดยใช้เวลาก่อสร้างหกปี (หน้า 1)

ในบทวิเคราะห์ระบุว่าจะมีการผลิตไฟฟ้าจากนิวเคลียร์เพิ่มขึ้น 6 กิกะวัตต์ภายในปี 2568 ตามการพยากรณ์ขั้นพื้นฐาน (base case) (หน้า 2)

เป้าหมายดังกล่าวดูเล็กน้อยเหลือเกิน เท่ากับต้องมีการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ประมาณสี่โรง (ขึ้นอยู่กับกำลังผลิตของแต่ละโรง) โดยคำสั่งซื้อแรกจะไม่เกิดขึ้นก่อนเก้าปีข้างหน้า ซึ่งกว่าจะถึงตอนนั้นก็คงมีการเลือกตั้งทั่วไปอีกสองหรือสามครั้ง และยังไม่รู้ว่าใครจะได้เป็นรัฐบาลต่อไป มีความเป็นไปได้อย่างมากว่าโครงการนี้จะล้มเหลวตั้งแต่ก่อนจะเริ่มต้นด้วยซ้ำ โครงการที่มีคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ถึงสี่หน่วยไม่ครอบคลุมถึงระดับการสั่งซื้อที่ PIU คาดการณ์ว่าจะช่วยให้คุ้มกับต้นทุนจม โปรดสังเกตด้วยว่า PIU เสนอว่าให้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบคู่เพื่อให้คุ้มทุนที่สุด และจะต้องมีการสร้างเครื่องปฏิกรณ์สี่หน่วยเป็นคู่สำหรับโรงไฟฟ้าสองแห่ง ถ้าไม่สามารถทำเช่นนั้นได้จะทำให้ต้นทุนสูงกว่าระดับที่มีดุลยภาพสูงสุด

ความสนับสนุนจากรัฐบาล ระดับการสนับสนุนจากรัฐบาลมีจำกัดมาก รายงานฉบับนี้ระบุว่า

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ ๆ จะถูกสร้างและพัฒนารวมถึงดำเนินการโดยภาคเอกชน ซึ่งจะต้องเตรียมเงินไว้สำหรับค่าปลดระวางและต้องรับผิดชอบต่อต้นทุนทั้งหมดในการจัดการกากของเสียในระยะยาว รัฐบาลจะไม่เสนอแนะเกี่ยวกับต้นทุนในอนาคตของเทคโนโลยีการผลิตประเภทต่าง ๆ แต่ภาคเอกชนจะต้องคำนวณต้นทุนในส่วนนี้เอง ตามกรอบของระบบตลาดที่กำหนดโดยภาครัฐ ต้นทุนและความคุ้มทุนที่แท้จริงของโครงการนิวเคลียร์ใหม่ ๆ จะขึ้นอยู่กับสัญญาที่ผู้ผลิตสามารถตกลงได้ และจะขึ้นอยู่กับต้นทุนของเงินสำหรับโครงการ

Malcolm Wicks รัฐมนตรีพลังงานมีความเห็นที่ตรงไปตรงมากว่านี้อีก เมื่อนำเสนอข้อมูลต่อ Trade and Industry Select Committee [107]

รัฐบาลไม่มีหน้าที่ต้องระบุว่าเราต้องการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์กี่โรงและอื่น ๆ รัฐบาลจะไม่เป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เราจะไม่บอกว่าเราต้องการเครื่องปฏิกรณ์กี่หน่วยกันแน่ โดยส่วนตัวผมเห็นว่าในปัจจุบันหนึ่งในห้าของไฟฟ้าที่เราผลิตได้มาจากนิวเคลียร์ หากตลาดสามารถเสนอโครงการที่สอดคล้องกับสภาพการณ์แบบนี้ได้ในอนาคต ผมเห็นว่าพลังงานนิวเคลียร์ก็อาจเป็นประโยชน์ต่อองค์ประกอบการผลิตในอนาคต แต่ภาครัฐจะไม่เข้าไปสนับสนุนในส่วนนั้น จะไม่เข้าไปกำหนดว่าต้องมีพลังงานนิวเคลียร์กี่เปอร์เซ็นต์

ในการตอบคำถามเกี่ยวกับเงินอุดหนุนจากภาครัฐ ("รัฐบาลมีจุดยืนเช่นนั้นหรือเปล่า? รัฐบาลจะไม่ให้เงินอุดหนุนทั้งทางตรงและทางอ้อมเลยหรือ ผมเข้าใจถูกต้องหรือเปล่า?") รัฐมนตรีพลังงานกล่าวว่า

เราจะไม่เขียนเช็คให้ล่วงหน้า เราจะไม่อุดหนุนโครงการนี้เป็นพิเศษ

และ

เปล่าเลย เราจะไม่ให้การสนับสนุนด้านการเงินเป็นพิเศษต่อโครงการนิวเคลียร์ ซึ่งคงไม่ใช่เรื่องน่าประหลาดใจนักเพราะเราพูดเรื่องนี้ไว้ชัดเจนแล้วในรายงาน Energy Review คุณไปตามอ่านเรื่องนี้ได้ และปัญหากากนิวเคลียร์เป็นเรื่องที่ซับซ้อนมากและรัฐบาลคงต้องติดตามเรื่องนี้อย่างจริงจัง เพื่อให้ตลาดเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการจัดการกากนิวเคลียร์ใหม่ ๆ อย่างเต็มที่

ประเด็นสำคัญอยู่ที่เรื่องการออกใบอนุญาต

แนวคิดของขั้นตอนก่อนการออกใบอนุญาตก็คือ สมมติว่ามีโครงการพลังงานลม โครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์หรือโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซ เราก็จะทำหน้าที่ตรวจสอบก่อนในเบื้องต้นเพื่อให้คณะกรรมการกำกับดูแลพอใจว่าโครงการมีความปลอดภัยและทำให้เกิดความสะดวกต่อพวกเขา จากนั้นก็จะเป็นขั้นการทำประชาพิจารณ์ในท้องถิ่นซึ่งก็จะเป็นการพูดถึงประเด็นเฉพาะท้องถิ่นล้วน ๆ แทนที่จะต้องนำเรื่องนี้กลับมาถกเถียงกันอีกในระดับชาติหรือนานาชาติ เราไม่ต้องมาเถียงกันอีกว่าโครงการพลังงานลมหรือนิวเคลียร์จะเป็นที่ต้องการหรือไม่ นั่นคือสิ่งที่รัฐพยายามทำ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ในโรมาเนีย

ผลประโยชน์ ตามข้อมูลของรัฐบาลเกี่ยวกับพลังงานก๊าซและนิวเคลียร์ นิวเคลียร์มีข้อเสียเปรียบเล็กน้อย โดยตัวเลขต้นทุนของก๊าซอยู่ที่ 34.6 ปอนด์/เมกะวัตต์ชั่วโมง เมื่อเทียบกับ 37.5 ปอนด์/เมกะวัตต์ชั่วโมงของนิวเคลียร์ ดังนั้นโอกาสที่จะมีการสนับสนุนพลังงานนิวเคลียร์ก็อยู่ที่ว่าโครงการนิวเคลียร์จะต้องไม่มีแนวโน้มเลวร้ายเกินไปและ/หรือพลังงานจากก๊าซก็จะต้องไม่ดูดีเกินไปเช่นกัน โอกาสที่จะมีการสนับสนุนนิวเคลียร์จึงเป็นเหตุผลทางยุทธศาสตร์ กล่าวคือการที่รัฐพยายามลดการพึ่งพาก๊าซลง หรือต้องการผลิตไฟฟ้าที่ปล่อยคาร์บอนน้อยลง

ต้นทุนของนิวเคลียร์จะขึ้นลงระหว่าง 20% เทียบกับเกือบ 30% สำหรับต้นทุนก๊าซ (โปรดดูตาราง 3.1)

ตาราง 3.1 ต้นทุนของพลังงานนิวเคลียร์และก๊าซ (ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง)

	ต่ำ	กลาง	สูง
นิวเคลียร์	30/45	37.5/56	43.7/65.5
ก๊าซ	24.5/37	34.6/52	45.2/68

ที่มา: Department of TradeและIndustry, 'Nuclear power generation cost benefit analysis' July 2006 http://www.dti.gov.uk/files/file31938.pdf

สมมติฐาน

อย่างไรก็ตามเพื่อพิจารณาว่าต้นทุนข้างต้นเชื่อถือได้เพียงใด เราต้องพิจารณาสมมติฐานหลักและตรวจสอบว่ามีความเป็นไปได้อย่างไร (โปรดดูตาราง 3.2)

ตาราง 3.2 สมมติฐานของ CBA ของอังกฤษ

ตัวแปร	สมมติฐาน
ต้นทุนการก่อสร้าง	1,250 ปอนด์/กิโลวัตต์
ระยะเวลาการก่อสร้าง	72 เดือน
ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า	80% และเพิ่มขึ้นเป็น 85% หลังจาก 5 ปีผ่านไป
อายุการเดินเครื่อง	40 ปี
ต้นทุน O&M	7.7 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง
ต้นทุนเชื้อเพลิง	3.9 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง
ต้นทุนการปลดระวาง	400 ปอนด์/กิโลวัตต์
อัตราส่วนลด	10%

ที่มา: Department of Trade and Industry, 'Nuclear power generation cost benefit analysis' July 2006 http://www.dti.gov.uk/files/file31938.pdf

ต้นทุนการก่อสร้าง

รัฐบาลอังกฤษอ้างว่าในการคำนวณต้นทุนระยะสั้นพวกเขาใช้ตัวเลขต้นทุนของคำสั่งซื้อโครงการ Olkiluoto และบวกเข้าไป 20% ถ้ามองดูเผิน ๆ ดูเหมือนจะเป็นตัวเลขที่ค่อนข้างสมเหตุผล แม้จะดูต่ำ โดยเฉพาะในกรณีที่ต้นทุนตามสัญญาโครงการ Olkiluoto เป็นตัวเลขที่ประเมินไว้ต่ำเกินไป อย่างไรก็ตาม ถ้าดูจากสมมติฐานดังกล่าวดูเหมือนว่าตัวเลขนั้นจะไม่ใช่ตัวเลขที่ประเมินแบบต่ำเลย

มีรายงานโดยทั่วไปว่าต้นทุนของโรงไฟฟ้า Olkiluoto อยู่ที่ 3,000 ล้านยูโร หรือคิดเป็น 1,875 ยูโร/กิโลวัตต์ สำหรับเครื่องปฏิกรณ์กำลังผลิต 1,630 เมกะวัตต์ ในเดือนธันวาคม 2549 อัตราแลกเปลี่ยนระหว่างเงินปอนด์/ยูโรอยู่ที่ 1.5 ซึ่งคิดเป็นต้นทุนที่ 1,250 ปอนด์/กิโลวัตต์ หรือคิดเป็นเงินทั้งหมด 2,000 ล้านปอนด์ อย่างไรก็ตามในช่วงหกปีที่ผ่านมา อัตราแลกเปลี่ยนผันผวนระหว่าง 1.36 กับ 1.75 ซึ่งต่างกันเกือบ 30% เฉพาะความผันผวนดังกล่าวก็น่าจะทำให้เกิดคำถามว่าการประเมินความเสี่ยงดังกล่าวสอดคล้องกับความจริงหรือไม่ ต้นทุนอุปกรณ์และเชื้อเพลิงจะมีการตั้งราคาด้วยเงินสกุลนานาชาติ ในกรณีที่เงินปอนด์อ่อนค่าเมื่อเทียบกับยูโร จะทำให้ต้นทุนที่คิดเป็นเงินปอนด์สูงขึ้น เฉพาะความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนอย่างเดียวก็อาจทำให้ต้นทุนสูงขึ้น 10-15%

ต้นทุน 3,000 ล้านปอนด์ของโรงไฟฟ้า Olkiluoto รวมไปถึงดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นระหว่างการก่อสร้าง (IDC) และต้นทุนแกนเชื้อเพลิงสองแกน [108] โดยปรกติแล้ว การเปรียบเทียบต้นทุนการก่อสร้างจะต้องไม่นับรวมต้นทุน IDC แต่รวมเฉพาะต้นทุนแกนเชื้อเพลิงแกนแรก เพื่อให้สามารถคำนวณต้นทุนโครงการ Olkiluoto ได้อย่างเป็นมาตรฐาน เราจะต้องตัดต้นทุนในส่วนของ IDC และต้นทุนของแกนเชื้อเพลิงออกไปหนึ่งแกน ดูเหมือนว่า CBA จะไม่ได้ปรับลดต้นทุนของแกนเชื้อเพลิงแกนที่สอง มีการเสนอว่าต้นทุนโรงไฟฟ้า Olkiluoto เมื่อตัดต้นทุนส่วน IDC ออกไปแล้วจะอยู่ที่ 1,050 ปอนด์/กิโลวัตต์ CBA ไม่ได้ระบุว่าใช้อัตราแลกเปลี่ยนอัตราใด แต่เราคิดว่าพวกเขาคงใช้อัตราแลกเปลี่ยนในช่วงเดือนพฤษภาคม 2549 ในขณะนั้นอัตราแลกเปลี่ยนระหว่างเงินปอนด์/ยูโรอยู่ที่ประมาณ 1.45 ซึ่งทำให้ต้นทุนการก่อสร้างอยู่ที่ประมาณ 1,500 ยูโร/กิโลวัตต์ หรือประมาณ 2.5 พันล้านยูโร จากตัวเลขดังกล่าวและตามข้อมูลของ CBA เงินสนับสนุนโครงการจะเป็นเงินกู้ยืมด้วยอัตราดอกเบี้ยเพียง 2.6% ซึ่งค่อนข้างต่ำ ในกรณีที่มีการกู้ยืมเงินทั้ง 2.5 พันล้านปอนด์ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้นการก่อสร้างซึ่งจะใช้เวลาสี่ปี ต้นทุนดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างก็จะคิดเป็น 270 ล้านยูโร ดังนั้นต้นทุนในส่วน IDC ก็ไม่น่าจะเกิน 150 ล้านยูโร ในเมื่ออัตราดอกเบี้ยต่ำมาก จากข้อมูลดังกล่าว ดูเหมือนว่าต้นทุนของโรงไฟฟ้า Olkiluoto จะเป็นตัวเลขที่คำนวณไว้ต่ำกว่าความจริง

CBA เสนอว่าต้นทุนโรงไฟฟ้าในอังกฤษน่าจะอยู่ที่ 1,250 ปอนด์/กิโลวัตต์ หรือสูงกว่าประมาณ 20% เมื่อเทียบกับโครงการ Olkiluoto ส่วนต่างดังกล่าวเป็นผลมาจากปัจจัยสามประการ [109]

การฟื้นตัวของ นิวเคลียร์? - ต่อ

- มีโอกาสที่จะปรับลดต้นทุนของโครงการเนื่องมาจากยุทธศาสตร์ด้านการตลาด
- อาจเป็นไปได้ว่าต้นทุนที่คำนวณไว้ต่ำกว่าที่ควรจะเป็น
- อาจเป็นไปได้ว่าขั้นตอนการตรวจสอบความปลอดภัยที่อังกฤษจะเข้มงวดน้อยกว่าในฟินแลนด์ ซึ่งจะทำให้กระบวนการวางแผนสามารถลดช่วงเวลาก่อนการพัฒนาโครงการและลดต้นทุนการก่อสร้างลงได้

คำอธิบายสองข้อแรกดูเหมือนจะมีความสมบูรณ์ แต่ข้อที่สามเป็นเรื่องที่ดูไม่ค่อยสมเหตุผลสักเท่าไร เพื่อให้เกิดสมดุลของแรงกดดันที่จะตั้งราคาให้สูงไว้ CBA ให้เหตุผลในการกำหนดราคาที่ต่ำลง (CBA หน้า 18)

“การคำนวณต้นทุนดังกล่าวค่อนข้างต่ำ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อพิจารณาว่าต้นทุนของโครงการ TVO เป็นต้นทุนที่คำนวณจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งเดียวมากกว่าต้นทุนโครงการนิวเคลียร์โดยรวม ต้นทุนการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าเพียงหน่วยเดียวคาดว่าจะต่ำกว่าต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มหนึ่งโรงประมาณ 25% หรือกว่านั้น ส่วนต่างที่เกิดขึ้นระหว่างโครงการที่เสนอราคาโดยรวม (ซึ่งจะต้องมีต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานให้สอดคล้องกับมาตรการด้านความปลอดภัยระดับชาติด้วย) และการประหยัดจากขนาด (อย่างเช่น ประโยชน์ที่ได้จากการผลิตอุปกรณ์พร้อม ๆ กันเป็นจำนวนมากสำหรับโรงไฟฟ้าหลายโรง) ดังนั้นทางคณะกรรมการจึงเสนอราคาที่มีการบวกส่วนต่างเข้าไป 40% เมื่อเทียบกับต้นทุนเงินกู้ระยะสั้นสำหรับโรงไฟฟ้าที่ฝรั่งเศสขนาดกำลังผลิต 10 กิกะวัตต์”

สมมติฐานข้างต้นยิ่งฟังดูน่าเชื่อถือน้อยกว่า การที่จะมีคำสั่งซื้อถึงสามหรือสี่โครงการเป็นสิ่งที่น่าจะต้องตั้งคำถาม และไม่เป็นที่ชัดเจนว่าทางคณะกรรมการมีสมมติฐานเกี่ยวกับต้นทุนการก่อสร้างอย่างไร เมื่อพิจารณาจากข้อมูลของ PIU ซึ่งระบุว่าต้นทุนขั้นต่ำที่เป็นไปได้จะเกิดขึ้นเมื่อมีการสร้างโรงไฟฟ้าแปดหน่วยโดยสร้างเป็นคู่ในเวลาเดียวกัน

ในตลาดที่มีการแข่งขัน การที่หน่วยงานใดจะตัดสินใจสร้างโรงไฟฟ้าถึงสี่หน่วยในเวลาเดียวกันเป็นเรื่องน่าสงสัย สมมติว่าจนกว่าจะมีคำสั่งซื้อใหม่ฉบับแรก ในอังกฤษมีโรงไฟฟ้าหลักอยู่ 6-8 โครงการ โดยแต่ละโครงการจะมีกำลังผลิตประมาณ 10 กิกะวัตต์ การที่จะมีหน่วยงานพลังงานใดตัดสินใจสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตถึง 60% ของกำลังผลิตที่มีอยู่โดยใช้เทคโนโลยีแบบเดียวกันในคราวเดียวกัน คงทำให้เกิดความเสี่ยงอย่างมาก เงื่อนไขเดียวที่จะทำให้เกิดสภาพการณ์ดังกล่าวคือการที่ในตลาดไม่มีการแข่งขันด้านกระแสไฟฟ้าอีกต่อไป หรือบริษัทผลิตไฟฟ้ายักษ์ใหญ่รวมตัวกันเป็นกลุ่มบริษัทเพื่อสร้างโรงไฟฟ้าเหล่านี้ สิ่งนี้จะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อบริษัทเหล่านี้ไม่แข่งขันกันเลย

สมมติฐานที่ว่าการสร้างโรงไฟฟ้าหลายโรงในเวลาเดียวกันจะทำให้ต้นทุนต่ำลงฟังดูมีเหตุผล อย่างไรก็ตาม ประสบการณ์กับโครงการนิวเคลียร์ในฝรั่งเศสกลับให้ข้อมูลต่างไปมาก เป็นที่สังเกตว่าตั้งแต่ปี 2517-2527 ในช่วงที่ EdF ก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์กว่า 30 โรง ต้นทุนที่แท้จริงของโรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้เพิ่มขึ้นถึง 54% [110] ต้นทุนของคำสั่งซื้อโครงการ Flamanville 3 ซึ่งคาดว่าจะมีขึ้นในปี 2550 อยู่ที่ประมาณ 3.3 พันล้านยูโร อย่างไรก็ตาม ต้นทุนดังกล่าวไม่รวมต้นทุนแกนเชื้อเพลิงแกนแรกหรือภาระดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นระหว่างการก่อสร้าง หน่วยงาน CBA ของรัฐบาลอังกฤษตั้งข้อสังเกตว่า EdF (ซึ่งเป็นหน่วยงานพลังงานหลักของฝรั่งเศส) คาดว่าโครงการ Flamanville 3 จะมีมูลค่าสูงกว่าโครงการ Olkiluoto 10% อย่างไรก็ตามเมื่อบวกต้นทุนเชื้อเพลิงแกนแรกเข้าไปจะทำให้ต้นทุนเพิ่มสูงขึ้นมาก อาจถึง 10-20% ซึ่งก็จะทำให้ตัวเลขดังกล่าวขึ้นไปอยู่ในระดับใกล้เคียงกับต้นทุนที่ประมาณโดยรัฐบาลอังกฤษสำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งแรกในอังกฤษ ซึ่งหมายถึงว่าต้นทุนที่ประมาณโดยรัฐบาลเมื่อเทียบกับตัวเลขที่เสนอโดย CBA ดูเหมือนจะมีความรอบคอบน้อยกว่า ด้วยเหตุผลสำคัญสองประการ

- จากที่เป็นมาในอดีต การพยากรณ์ต้นทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มักจะต่ำกว่าที่ควรจะเป็นเสมอ ดังนั้นมีความเป็นไปได้มากกว่าโรงไฟฟ้า Flamanville จะมีต้นทุนสูงกว่าที่ประมาณไว้ในปัจจุบันมาก
- ฝรั่งเศสเป็นประเทศที่มีประสบการณ์มากที่สุดในโลกในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในช่วง 30 ปีที่ผ่านมา ซึ่งมีการสั่งซื้อและสร้างโรงไฟฟ้าจนสำเร็จประมาณ 50 โครงการ ในช่วงเวลาเดียวกันอังกฤษสั่งซื้อโรงไฟฟ้าเพียงสามโครงการ สองโครงการใช้เทคโนโลยีที่ต่างจากของฝรั่งเศสโดยสิ้นเชิง รวมทั้งสถิติการก่อสร้างและต้นทุนของโรงไฟฟ้าทั้งสามแห่งในอังกฤษก็ค่อนข้างเลวร้ายมาก

เวลาในการก่อสร้าง มีการเสนอระยะเวลาก่อสร้างที่ 72 เดือนนับจากการวางคำสั่งซื้อไปจนถึงการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ แต่สำหรับโครงการ Olkiluoto มีการพยากรณ์ไว้ที่ 48 เดือน และโครงการ Flamanville 3 พยากรณ์ไว้ที่ 54 เดือน อย่างไรก็ตาม ระยะเวลาดังกล่าวดูเหมือนจะคำนวณจากการก่อสร้างโครงสร้างในเบื้องต้น (ซึ่งมักเกิดขึ้นหนึ่งปีหลังจากมีการวางคำสั่งซื้อ) ไปจนถึงช่วงที่มี

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ในไซบีเรีย

การเดินเครื่องเป็นครั้งแรก (first criticality) (ซึ่งเกิดขึ้นประมาณหกเดือนก่อนที่จะเป็นการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์) สมมติฐานนี้จึงคล้ายคลึงกับสมมติฐานที่ EdF ใช้ หลังจากก่อสร้างไปเพียง 18 เดือน โครงการ Olkiluoto ก็ล่าช้าไปแล้ว 18 เดือนเมื่อเทียบกับกำหนดการเดิม สมมติฐานข้างต้นจึงไม่สอดคล้องกับความจริงมากนัก

ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า CBA ย้ำว่าตัวเลขค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าที่ประมาณไว้ค่อนข้างต่ำ ซึ่งก็สอดคล้องกับประสบการณ์กับโครงการ Sizewell B ซึ่งหลังจากเดินเครื่องมา 10 ปีมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าสะสมอยู่ที่ 85% (ทำให้เป็นโรงไฟฟ้าที่มีความพึ่งพาได้สูงสุดในอังกฤษ) สมมติฐานข้อนี้จึงฟังดูมีเหตุผล แต่ก็ไม่มีหลักฐานใดยืนยันว่าจะทำได้เช่นนั้น

ระยะเวลาเดินเครื่อง CBA ย้ำว่าระยะเวลาเดินเครื่องที่เสนอค่อนข้างต่ำกว่าความจริง กล่าวคือ 40 ปีเมื่อเทียบกับระยะเวลาเดินเครื่องตามทฤษฎีที่ 60 ปี จากมุมมองด้านเศรษฐศาสตร์เมื่อพิจารณาว่าต้นทุนที่แท้จริงของเงินจะอยู่ที่ 10% ความแตกต่างระหว่างระยะเวลาเดินเครื่อง 40 ปี และ 60 ปีจึงมีไม่มากนัก ประโยชน์ที่จะได้รับหลังจาก 40 ปีผ่านไปในอนาคต จะมี “มูลค่า ณ เวลาปัจจุบัน” ต่ำมาก [111]

สำหรับการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ ประเด็นสำคัญน่าจะเป็นอายุในเชิงเศรษฐศาสตร์มากกว่าอายุในเชิงกายภาพ โดยทั่วไปแล้วอายุในเชิงเศรษฐศาสตร์จะสั้นกว่าอายุในเชิงกายภาพ ปรกติแล้วเราจะยุติการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเมื่อโครงการนั้นไม่มีคุณค่าทางเศรษฐกิจอีกต่อไป หรือในกรณีที่การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจะทำให้เกิดต้นทุนมากกว่ารายได้ ไม่ใช่ว่าเราจะหยุดเดินเครื่องเมื่อเครื่องไม่อยู่ในสภาพที่จะสามารถใช้งานได้อีกต่อไป การพยากรณ์ว่าโรงไฟฟ้าแบบใดจะยังมีคุณค่าในเชิงเศรษฐกิจ สำหรับปี 2603 จึงเป็นเรื่องเหลือเชื่อ โดยเฉพาะในสภาพที่ตลาดมีการแข่งขัน ซึ่งจะต้องมีการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยเร็วถ้าพบว่าไม่มีความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์อีกต่อไป โปรดสังเกตว่าบริษัท British Energy ล้มละลายในปี 2545 ในขณะที่โรงไฟฟ้า Sizewell B มีอายุเพียงเจ็ดปี ถ้าหากรัฐบาลอังกฤษไม่ตัดสินใจกอบกู้บริษัทดังกล่าวโดยใช้เงินภาษีจำนวนมาก ก็น่าสงสัยว่าจะมีผู้ซื้อรายใดที่พร้อมจะรับซื้อโครงการ Sizewell B ถ้าบริษัท British Energy ล้มเหลวอีกครั้ง โอกาสที่จะหาผู้ซื้อรายต่อไปก็คงลำบากอย่างยิ่ง

ต้นทุน O&M และต้นทุนเชื้อเพลิง British Energy ตีพิมพ์ตัวเลขต้นทุนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแปดโครงการ ต้นทุนดังกล่าวเพิ่มขึ้นจากประมาณ 16 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ในปี 2545 เป็นประมาณ 25 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ในปี 2549 ซึ่งสูงกว่าต้นทุนประมาณการณ์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ซึ่งอยู่ที่ 11.6 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมงมาก อย่างไรก็ตาม ประสบการณ์ของเครื่องปฏิกรณ์ในอังกฤษจนถึงปัจจุบันอาจไม่ใช่ตัวแปรที่ดีที่สามารถใช้คำนวณต้นทุนการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (ต้นทุน O&M) สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอนาคตได้ เนื่องจากในบรรดาโรงไฟฟ้าทั้งหมดของ British Energy มีที่เป็นโรงไฟฟ้าแบบน้ำอัดความดัน (PWR) เพียงแห่งเดียว เมื่อเทียบกับประเภทของโรงไฟฟ้าที่อาจมีการสร้างขึ้นอีก

สหรัฐฯ เก็บรวบรวมและตีพิมพ์ตัวเลขต้นทุนการเดินเครื่องสำหรับปี 2547 ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 17.2 เหรียญ สำหรับอัตราแลกเปลี่ยนที่ 1 ปอนด์=2 เหรียญ ก็จะคิดเป็นประมาณ 9 ปอนด์/เมกะวัตต์ชั่วโมง อย่างไรก็ตาม ณ เดือนธันวาคม 2549 เงินเหรียญอ่อนค่ามากเมื่อเทียบกับปอนด์ และถ้าคำนวณด้วยอัตราแลกเปลี่ยนที่สอดคล้องกับความจริงมากขึ้น มูลค่าที่เสนอก็ควรจะเท่าเดิม ปัจจัยสำคัญที่อาจทำให้ต้นทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอังกฤษสูงกว่าในสหรัฐฯ ก็เนื่องมาจากในการคำนวณต้นทุนในสหรัฐฯ มีการรวมค่าใช้จ่ายในการกำจัดเชื้อเพลิงใช้แล้วที่ 1 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมงไว้ด้วย ซึ่งอันที่จริงเป็นอัตราที่ค่อนข้างต่ำและกำหนดไว้ตั้งแต่ 30 ปีก่อน ซึ่งไม่สอดคล้องกับสภาพในปัจจุบัน ตัวเลขที่น่าจะเป็นควรจะสูงกว่านี้มาก [112]

อย่างไรก็ตาม ตัวเลขที่เสนอก็ดูไม่สมเหตุผล โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าความพึ่งพาได้ต่ำกว่าที่พยากรณ์ไว้มาก ตัวเลขดังกล่าวก็คงจะต่ำกว่าความจริงอย่างมาก

ต้นทุนการปลดระวาง CBA เสนอว่าต้นทุนการปลดระวางจะอยู่ที่ 636 ล้านปอนด์หรือ 400 ยูโร/กิโลวัตต์ ซึ่งถือเป็นตัวเลขที่เสี่ยงมาก เนื่องจากที่ผ่านมายังไม่เคยมีการปลดระวางและการกำจัดโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาดใหญ่ที่ใช้งานมาจนครบอายุขัยเลย [113] ความไม่แน่นอนอยู่ที่ต้นทุนของการปลดระวางและการกำจัดกากของเสียทั้งหมด แม้แต่อดีตเจ้าหน้าที่คนหนึ่งของ BNFL ยังมองว่าการประมาณต้นทุนการปลดระวางและการกำจัดกากของเสียทั้งหมด “เป็นศิลปะมากกว่าวิทยาศาสตร์” [114] โดยเฉพาะอย่างยิ่งการกำจัดกากของเสียขั้นกลาง กากของเสียขั้นสูงและเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ใช้แล้ว ซึ่งจนถึงปัจจุบันยังไม่มีโรงงานกำจัดในอังกฤษ แม้ว่าตัวเลขนี้จะสอดคล้องกับการพยากรณ์ในหลายครั้ง แต่ก็ถือว่าต่ำกว่าตัวเลขประมาณการณ์ล่าสุดสำหรับการปลดระวาง

การฟื้นตัวของ
นิวเคลียร์? - ต่อ

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยุคแรกของอังกฤษที่ใกล้จะต้องหยุดการเดินเครื่องแล้วมาก ต้นทุนต่อกิโลวัตต์ที่เสนอมีความแตกต่างกันมากตั้งแต่ประมาณ 4,000-1,000 ปอนด์/กิโลวัตต์ แม้ว่าจะเป็นต้นทุนที่กำหนดสำหรับเทคโนโลยีต่างกัน แต่เป็นที่สังเกตว่า เป็นการประมาณต้นทุนสำหรับโครงการนิวเคลียร์ที่มีการพัฒนาด้านเทคโนโลยีอย่างเต็มที่แล้ว ซึ่งเทียบไม่ได้กับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ ๆ ที่อยู่ระหว่างการพัฒนา และในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา ต้นทุนโดยประมาณเพิ่มขึ้นถึงหกเท่า

นอกจากการประมาณตัวเลขของการปลดระวางจะสำคัญแล้ว ที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งก็คืออัตราดอกเบี้ยที่จะเกิดขึ้นจากการสำรองเงินดังกล่าว มีข้อเสนอว่าเจ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่จะต้องกันเงินไว้ส่วนหนึ่งเพื่อการปลดระวาง พูดอีกอย่างหนึ่งเงินดังกล่าวจะถูกกันไว้ไม่ให้ใช้สำหรับกิจการอื่นนอกจากการปลดระวาง ในกรณีที่เงินสำรองดังกล่าวทำให้เกิดดอกผลเป็นดอกเบี้ยในมูลค่าค่อนข้างต่ำ อย่างเช่น 5% ตลอดช่วงอายุขัยของโรงไฟฟ้า (สมมติว่า 40 ปี) แต่ในกรณีที่เจ้าของโรงไฟฟ้าต้องกันเงินไว้ตั้งแต่วันที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง และเงินจำนวนดังกล่าวทำให้เกิดดอกผลตามอัตราดอกเบี้ยที่แท้จริงเพียง 2% สำหรับระยะเวลา 20 ปี ในกรณีนี้แสดงว่าเป็นการนำเงินจำนวนดังกล่าวไปลงทุนที่มีความเสี่ยงต่ำ และถ้าโรงไฟฟ้าไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามอายุที่กำหนด จะทำให้เกิดภาวะขาดเงินทุนค่อนข้างแน่นอน ยกตัวอย่างเช่น เงินทุนที่งอกเงยด้วยอัตรา 5% ต่อปีจะมีจำนวนเพิ่มเป็นเจ็ดเท่าในระยะเวลา 40 ปี แต่ถ้าเงินทุนดังกล่าวงอกเงยขึ้นเพียง 2% ต่อปี สำหรับระยะเวลา 20 ปี เงินจำนวนดังกล่าวก็จะมีจำนวนเพิ่มขึ้นเพียง 1.5 เท่า

CBA ไม่ได้อธิบายอย่างชัดเจนถึงเหตุผลเบื้องหลังสมมติฐานข้อนี้ เพียงแต่ระบุว่า (CBA หน้า 4)

ต้นทุนขั้นสุดท้าย (การปลดระวางและการจัดการกากของเสีย) แม้จะมีจำนวนมากในอนาคต แต่เจ้าของโรงไฟฟ้าก็สามารถสมทบเงินในแต่ละปีเป็นจำนวนน้อยเพื่อให้ได้เงินจำนวนดังกล่าวได้ ที่ผ่านมายังไม่มีข้อเสนออย่างเป็นรูปธรรมว่าจะสมทบเงินในลักษณะอย่างไร

นั่นหมายความว่าเงินสำรองก้อนดังกล่าวจะถูกสมทบทีละน้อยตามอายุขัยอันยาวนานของโครงการ แทนที่จะกันเป็นเงินก้อนตั้งแต่เริ่มต้นการเดินเครื่อง และสมมติฐานดังกล่าวจะใช้ได้จริงก็ต่อเมื่ออัตราดอกเบี้ยค่อนข้างสูง
ในกรณีที่อัตราดอกเบี้ยต่ำ (2%) สำหรับช่วงอายุขัยของโรงไฟฟ้า 20 ปี และมีการคำนวณต้นทุนการปลดระวางที่ 636 ล้านปอนด์ เจ้าของโรงไฟฟ้าจะต้องวางเงินประมาณ 400 ล้านปอนด์ (และจะต้องหาวิธีค้ำประกันให้มีเงินจำนวนดังกล่าวเต็มจำนวนในกรณีที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่องไม่ครบ 20 ปี) ซึ่งจะทำให้ต้นทุนการก่อสร้างเพิ่มขึ้นทันทีถึงประมาณ 20%

ต้นทุนของเงิน สมมติฐานข้อนี้มีความสำคัญมากและเป็นที่ถกเถียงกันกว้างขวาง ในปี 2545 เมื่อหน่วยงาน Performance and Innovation Unit (PIU) ของสำนักงานเลขาธิการคณะรัฐมนตรีวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์เพื่อจัดทำ และนำเสนอรายงานด้านพลังงานของรัฐบาลในปี 2546 PIU ได้ใช้อัตราส่วนลดหลายอัตราระหว่าง 8-15% (ต้นทุนของเงินที่แท้จริงหลังหักภาษีแล้ว) พวกเขาใช้อัตรา 8% กับการประเมินโครงการโรงไฟฟ้า Sizewell B ในยุคที่ตลาดไฟฟ้ายังเป็นการผูกขาดของรัฐ ในกรณีที่ใช้อัตราส่วนลด 15% จะทำให้ต้นทุนไฟฟ้าต่อหน่วยเพิ่มขึ้นประมาณ 50% เมื่อเทียบกับอัตราส่วนลด 8%

ในช่วงเวลานั้น อัตราส่วนลด 15% ถือว่าเป็นอัตราขั้นต่ำสุดสำหรับบริษัทผลิตไฟฟ้าในตลาดที่มีการแข่งขัน จึงเป็นเรื่องที่น่าประหลาดใจที่ CBA เสนอตัวเลข 10% เป็นอัตรากลาง 12% สำหรับอัตราสูงและ 7% สำหรับอัตราต่ำ เมื่อพิจารณาโครงสร้างการให้เงินอุดหนุนของภาครัฐ อัตรา 7% เป็นตัวเลขที่ไม่น่าเป็นไปได้ ในขณะที่ถ้าใช้อัตรา 10% หมายถึงว่าเป็นการลงทุนที่มีความเสี่ยงน้อยมาก ซึ่งไม่สอดคล้องกับสภาพการณ์จริงที่โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องโดยไม่มีเงินอุดหนุนเป็นพิเศษจากภาษีของประชาชน หรือเงินอุดหนุนจากผู้บริโภค

ตัวเลข 12% ที่เสนอเป็นอัตราสูงก็ยังนับว่าต่ำเกินไปมาก เว้นแต่ว่าเราจะไม่ให้ความสำคัญอย่างจริงจังนักกับจุดยืนที่รัฐบาลแถลงเกี่ยวกับการให้เงินอุดหนุนและการค้ำประกันเงินกู้ หรือเว้นแต่ว่ารัฐบาลคาดว่าก่อนถึงช่วงที่จะมีการสั่งซื้อโรงไฟฟ้า ตลาดค้าส่งของไฟฟ้ายังไม่มีแรงกดดันจากการแข่งขันมากนัก และเจ้าของโรงไฟฟ้าสามารถผลักภาระต้นทุนทั้งหมดให้กับผู้บริโภคได้

การประเมินโครงการพลังงานนิวเคลียร์ที่เสนอโดยอังกฤษ
สิ่งที่น่าประหลาดใจเมื่อพิจารณาบทวิเคราะห์ของรัฐบาลได้แก่ แม้จะเป็นการพยากรณ์ด้วยสมมติฐานเกี่ยวกับตัวแปรที่ค่อนข้างน่าสงสัย ตัวเลขประโยชน์ที่ได้ทางเศรษฐกิจก็ยังต่ำมาก และจะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อเงื่อนไขปัจจัยต่าง ๆ เอื้ออำนวยเป็นอย่างมาก อีกทั้งผลประโยชน์ที่ได้จะขึ้นอยู่กับการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นสำคัญ CBA ระบุว่าพลังงานนิวเคลียร์เป็นทางเลือกที่

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ริมฝั่งทะเลของสเปน

สมเหตุผลด้วยเหตุผลดังต่อไปนี้ [115]

- การเพิ่มกำลังผลิตจากนิวเคลียร์จะช่วยลดการปล่อยคาร์บอนและลดการนำเข้าก๊าซในอนาคต
- ในแง่การผลิตพลังงาน การเพิ่มพลังงานนิวเคลียร์ดูเหมือนจะเป็นวิธีการที่คุ้มทุนเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการลดการปล่อยคาร์บอน การเพิ่มกำลังผลิตนิวเคลียร์จะช่วยลดการลงทุนเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนในการผลิตพลังงานรูปแบบอื่น
- การลงทุนเพื่อเพิ่มกำลังผลิตนิวเคลียร์จะช่วยลดต้นทุนสำหรับการลดการปล่อยคาร์บอน และช่วยลดค่าปรับที่เกิดจากการปล่อยคาร์บอนของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง ในกรณีที่มีการเสนอโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซ
- การเพิ่มโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยังช่วยลดความเสี่ยงเนื่องจากการพึ่งพาก๊าซที่ต้องนำเข้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่จะช่วยลดต้นทุนที่เกิดจากความเสี่ยงของการจัดส่งเชื้อเพลิงที่ไม่สม่ำเสมอ (กล่าวคือจะช่วยลดความจำเป็นที่จะต้องเพิ่มการกันสำรองก๊าซ) การลงทุนพลังงานนิวเคลียร์เพิ่มเติมยังจะช่วยป้องกันความเสี่ยงที่เกิดจากราคาก๊าซที่จะสูงขึ้น และ
- การลงทุนในพลังงานนิวเคลียร์จะไม่ชอบด้วยเหตุผล ในกรณีที่ราคาก๊าซในโลกอยู่ในระดับสูงมากหรือต่ำมาก หรือในราคาก๊าซแบบกลาง ๆ ถ้าหากไม่รวมต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับคาร์บอนแต่รัฐบาลระบุว่า [116] “ผู้ที่จะเสนอ พัฒนา ก่อสร้างและดำเนินการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่จะต้องเป็นภาคเอกชน”

แต่ถ้าพิจารณาความเสี่ยงทางเศรษฐกิจทั้งหลาย เหตุใดภาคเอกชนที่มุ่งแสวงหากำไรจะตัดสินใจลงทุนในพลังงานนิวเคลียร์ เพราะแม้แต่การพยากรณ์ในแง่ดีที่สุดของรัฐบาลซึ่งตั้งอยู่บนข้อสมมติฐานที่น่าสงสัย ประโยชน์ทางเศรษฐกิจที่ได้จากพลังงานนิวเคลียร์ก็ยังเป็นเรื่องที่ถูกตั้งคำถามอยู่ดี

ถ้ารัฐบาลคาดว่าภาคเอกชนจะตัดสินใจลงทุนในโครงการพลังงานนิวเคลียร์เพื่อตอบสนองในเชิงยุทธศาสตร์ของประเทศ รัฐบาลก็ต้องรับผิดชอบต้นทุนและความเสี่ยงส่วนที่เพิ่มขึ้นของภาคเอกชน แต่รัฐบาลประกาศอย่างชัดเจนแล้วว่าจะไม่ทำเช่นนี้ “เราจะไม่เขียนเช็คให้ล่วงหน้า เราจะไม่อุดหนุนโครงการนี้เป็นพิเศษ”

กล่าวโดยสรุป ที่บอกว่า “พลังงานนิวเคลียร์จะกลับมาเพื่อแก้แค้นอีกครั้งหนึ่ง” ดูจะไม่สมเหตุผลเมื่อพิจารณาจากน้ำหนักของโครงการที่เป็นอยู่ แม้ว่าจะมีการจัดทำโครงการขึ้นมาจริงก็ตาม สมมติฐานที่รัฐบาลใช้สนับสนุนโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ แม้ว่าจะสอดคล้องกับความจริงมากกว่าการพยากรณ์อย่างอื่น ก็ยังเป็นการมองในแง่ดี สิ่งที่น่ากังวลก็คือการเลือกใช้อัตราส่วนลดที่ต่ำมาก ซึ่งจะเกิดขึ้นได้ในกรณีที่ผู้เสียภาษีและ/หรือผู้บริโภคต้องแบกรับความเสี่ยงทางเศรษฐกิจของโครงการ ซึ่งเป็นกรณีที่รัฐบาลไม่ต้องการให้เกิดขึ้นอยู่แล้ว จากการพิจารณาตามหลักเกณฑ์มากมาย โครงการนิวเคลียร์มีความเป็นไปได้น้อย ถ้าจะเกิดขึ้นได้ บริษัทจะต้องสามารถตัดสินใจก่อสร้างโรงไฟฟ้าล่วงหน้าเป็นเวลานานทีเดียวก่อนที่จะเดินเครื่องได้จริง การทำเช่นนั้นได้จะเกิดขึ้นเฉพาะในตลาดไฟฟ้าที่ผูกขาด และต้องเป็นในลักษณะที่รัฐบาลเป็นผู้กำหนดเทคโนโลยีและบริษัทผู้ผลิต ซึ่งเป็นสิ่งที่รัฐบาลไม่สามารถทำได้ในตลาดพลังงานที่เปิดเสรี

ในเดือนกุมภาพันธ์ 2550 ศาลสูงประกาศว่าการตัดสินใจสนับสนุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ของรัฐบาลเป็นการกระทำที่ผิดกฎหมาย ผู้พิพากษาในคดีนี้ซึ่งเป็นคดีที่นำขึ้นสู่ศาลโดย Greenpeace ประกาศว่า กระบวนการปรึกษาหารือ “มีข้อบกพร่องร้ายแรง และมีหลักฐานว่าไม่ครอบคลุมเพียงพอและไม่เป็นธรรม” เนื่องจากที่ผ่านมารัฐบาลไม่ได้ให้ข้อมูลอย่างเพียงพอซึ่งจะช่วยให้ผู้ที่ออกความเห็นสามารถ “ให้ความเห็นอย่างมีวิจารณญาณได้” ผู้พิพากษายังวิจารณ์รัฐบาลในกรณีที่ไม่ได้ให้ข้อมูลในช่วงที่มีการปรึกษาหารือเกี่ยวกับเศรษฐศาสตร์พลังงานนิวเคลียร์และกากของเสีย

ผลจากการตัดสินของศาลทำให้รัฐบาลต้องจัดทำการประชาพิจารณ์อีกครั้งในปี 2550 ก่อนที่จะตัดสินใจด้านนโยบายให้มีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่

สหรัฐฯ

ในสหรัฐฯ มีเครื่องปฏิกรณ์ที่ใช้งานเชิงพาณิชย์อยู่ 103 หน่วย ทำให้เป็นประเทศที่มีกำลังผลิตในเชิงพาณิชย์มากที่สุดในโลก โดยชนะคู่แข่งอื่นเพียงเล็กน้อย อย่างไรก็ตาม กำลังผลิตดังกล่าวเป็นผลจากการสั่งซื้อและการก่อสร้างโครงการในช่วงทศวรรษ 1960, 70 และ 80 และในช่วง 30 ปีที่ผ่านมายังไม่มีการสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์ใหม่ ทั้งยังมีการยกเลิกคำสั่งซื้อก่อนหน้านั้น

ความล้มเหลวและการยกเลิกคำสั่งซื้อส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ที่เพิ่มขึ้น เครื่องปฏิกรณ์ที่สร้างเสร็จในช่วงปี 2519/20 มีต้นทุนต่อหน่วยแพงกว่าเครื่องปฏิกรณ์ที่สร้างในช่วง 2509/10 ถึง 3.4 เท่า สาเหตุเป็นเพราะการพัฒนาขึ้นอย่างรวดเร็วของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ การไม่สามารถประหยัดจากขนาดที่เพิ่มขึ้น และการเปลี่ยนแปลงการออกแบบและอุปกรณ์ [117]

การฟื้นตัวของ นิวเคลียร์? - ต่อ

รัฐบาลของนาย Bush ใช้เวลาทั้งหกปีเพื่อส่งเสริมให้โครงการนิวเคลียร์ฟื้นตัวขึ้นมาใหม่ รวมทั้งการผลักดันโครงการพลังงานนิวเคลียร์ 2010 เมื่อปี 2545 (2002) แต่ก็ยังไม่มีการสั่งซื้อใหม่อยู่ดี โครงการดังกล่าวเน้นที่เทคโนโลยีนิวเคลียร์ยุค III+ (โปรดดูด้านล่าง) ภายใต้โครงการดังกล่าว กระทรวงพลังงานสหรัฐฯ คาดว่าจะทำให้เกิดความร่วมมือในอุตสาหกรรม

"...เพื่อให้ NRC ออกใบอนุญาตให้สร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่สามแห่งตามกระบวนการขอใบอนุญาตล่วงหน้า (Early Site Permit: ESP) และเพื่อเตรียมการสำหรับขอใบอนุญาตเพื่อก่อสร้างและดำเนินงาน (Construction and Operating License: COL) เพื่อแก้ปัญหาที่เกิดขึ้นจากมาตรการควบคุมตามใบอนุญาต COL ซึ่งเป็นกระบวนการขอใบอนุญาต "แบบขั้นตอนเดียว" กล่าวคือผู้เสนอโครงการจะต้องทำให้ข้อกังวลของสาธารณะต่อผลกระทบด้านสุขภาพและความปลอดภัยของโครงการหมดไปก่อนจะเริ่มการก่อสร้าง และก่อนที่ NRC จะอนุมัติและออกใบอนุญาตเพื่อให้ก่อสร้างและเดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ได้" [118]

คาดการณ์ว่าจะมีเงินทุนสนับสนุนมากถึง 450 ล้านเหรียญสำหรับโครงการนิวเคลียร์อย่างน้อยสามโครงการ มีหน่วยงานสำคัญสองแห่งที่พยายามขอรับเงินสนับสนุนดังกล่าวและมีการลงนามในข้อตกลงกับกระทรวงพลังงานเพื่อพัฒนากระบวนการขอใบอนุญาต COL Nustart เป็นกลุ่มบริษัทแรกที่เปิดตัวเมื่อปี 2547 และแสดงความสนใจที่จะขอเงินอุดหนุน โดยประกอบด้วยหน่วยงานพลังงานแปดแห่งในสหรัฐฯ ได้แก่ Constellation Energy, Entergy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company และ the Tennessee Valley Authority (TVA ซึ่งสนับสนุนในรูปแรงงานแต่ไม่ใช่เงิน) EdF และบริษัทอื่น ๆ อย่างเช่น Westinghouse และ GE ก็เป็นสมาชิกของกลุ่มอุตสาหกรรมนี้แต่ไม่มีสิทธิลงคะแนนเสียง

ในเวลาต่อมามีการผ่านพระราชบัญญัตินโยบายนิวเคลียร์เมื่อปี 2548 (EPACT 2005) โครงการของรัฐบาลนาย Bush เป็นความพยายามที่จะแก้ไขความผิดพลาดของตลาดพลังงานในช่วงทศวรรษ 1980 และ 1990 เนื่องจากผู้ลงทุนไม่ต้องการแบกรับความเสี่ยงจากการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ แม้ภายหลังจะมีการปรับปรุงเทคโนโลยีและมีการลดขั้นตอนขอใบอนุญาตลงแล้วก็ตาม พระราชบัญญัติ EPACT 2005 ใช้บทเรียนจากยุคทศวรรษ 1960 และ 70 และมีการผลักความเสี่ยงให้กับผู้เสียภาษีแทนที่จะเป็นผู้บริโภค

โดยหลักการแล้ว พระราชบัญญัติฉบับนี้ให้ความสนับสนุนที่สำคัญในสามด้าน ประการแรก โรงไฟฟ้าที่สร้างใหม่จำนวนหนึ่งจะได้รับลดหย่อนภาษีการผลิต 18 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง จนถึงเพดานที่ 125 ล้านเหรียญต่อ 1,000 เมกะวัตต์ (หรือประมาณ 80% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ถ้ามีการเดินเครื่อง 100%) [119] ประโยชน์ข้อที่สอง จากกฎหมายฉบับนี้ คือการที่รัฐบาลจะค้ำประกันเงินกู้มากถึง 80% ของต้นทุนโครงการ ประโยชน์ข้อที่สาม คือการประกันภัยความเสี่ยงมากถึง 500 ล้านเหรียญสำหรับเครื่องปฏิกรณ์สองหน่วยแรก และ 250 ล้านเหรียญสำหรับเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 3-6 รัฐบาลจะต้องจ่ายค่าประกันดังกล่าวในกรณีที่เกิดความล่าช้าที่กระทบต่อการออกใบอนุญาตของโรงไฟฟ้า และเป็นความล่าช้าที่ไม่ใช่ความผิดของผู้ขอใบอนุญาต [120]

ข้อกฎหมายเหล่านี้ช่วยลดราคาของพลังงานนิวเคลียร์โดยที่ไม่ได้ลดต้นทุนลงเลย อย่างน้อยเป็นเวลาหลายปี สิ่งนี้เกิดขึ้นเนื่องจากมีการผลักภาระต้นทุนและความเสี่ยงบางส่วนในรูปของราคาค่าไฟฟ้าที่ผู้บริโภคต้องจ่าย และผลักภาระให้กับผู้เสียภาษี ยกตัวอย่างเช่น การลดหย่อนภาษีจะกระทบต่อรายได้ของกรมสรรพากร โดยที่กรมสรรพากรต้องไปเก็บภาษีเพิ่มจากแหล่งอื่น ไม่ว่าผลประโยชน์ที่ได้จะเกิดขึ้นกับผู้บริโภคหรือผู้ลงทุน จะขึ้นอยู่กับวิธีการกำกับดูแลในทางเศรษฐกิจที่ใช้ แต่ไม่ว่าจะอย่างไรก็ตาม ถ้าหากไม่มีการลดหย่อนภาษีแล้ว ก็ยังสามารถรักษาระดับราคาไฟฟ้าให้ต่ำกว่าที่ควรจะเป็นได้ ในทำนองเดียวกัน การค้ำประกันเงินกู้เป็นหลักประกันของผู้กู้ว่าจะได้รับชำระเงินคืนไม่ว่าจะเกิดอะไรขึ้นกับโรงไฟฟ้าก็ตาม โดยแท้จริงแล้ว ภาระเงินกู้จะตกเป็นของรัฐบาลโดยทันที ซึ่งจะทำให้อัตราดอกเบี้ยต่ำลง และช่วยลดการพึ่งพาเงินกู้ที่มีดอกเบี้ยแพง ในทำนองเดียวกับเงินกู้สำหรับโครงการโรงไฟฟ้า Olkiluoto 3 ที่ฟินแลนด์

เมื่อพิจารณาประกอบกับสิทธิประโยชน์อื่น ๆ ที่ได้รับในสหรัฐฯ (อย่างเช่น การออกกฎหมายจำกัดภาระรับผิดชอบเนื่องจากอุบัติเหตุร้ายแรงของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไว้แค่ 20 ปี) [121] กฎหมายที่ออกมาใหม่ของสหรัฐฯ น่าจะส่งเสริมให้มีคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ในสหรัฐฯ ในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า อันที่จริงมีการพัฒนาโครงสร้างสิทธิพิเศษทั้งนี้เพื่อให้มีคำสั่งซื้อโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ให้ได้ภายในปี 2551 (โปรดดูตาราง 3.3 สำหรับบริษัทที่เสนอจะสร้าง)

ในที่ประชุมเมื่อเร็ว ๆ นี้ ผู้บริหารระดับสูงของอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ในสหรัฐฯ สามแห่งระบุอย่างชัดเจนถึงประโยชน์ที่ได้จากกฎหมายที่ออกมาเมื่อปี 2548 ว่า

(John Wilder CEO ของ TXU) บอกว่า ในตอนนี้มีโครงการซึ่งมีกำลังผลิตรวมกันประมาณ 26 กิกะวัตต์ที่เตรียมพร้อมเพื่อขอเงินสนับสนุนจากรัฐบาลซึ่งมีอยู่จำกัด โดยเงินสนับสนุนนี้มีอยู่ระหว่าง “2 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง ไปจนถึง 20 เหรียญ/เมกะวัตต์ชั่วโมง” เขากล่าวว่าก่อนที่จะถึงปี 2555 เราไม่มีทางรู้ว่าบริษัทไหนจะได้รับสิทธิประโยชน์ส่วนนี้ “พูดอย่างตรงไปตรงมา สิทธิประโยชน์ดังกล่าวจะเป็นตัวตัดสินว่าโครงการไหนจะสามารถเดินหน้าไปได้”

David Crane CEO และประธานของ NRG Energy กล่าวในการอภิปรายร่วมกับ Wilder เมื่อวันที่ 26 กันยายน ว่า มาตรการในพระราชบัญญัตินโยบายพลังงานปี 2548 เป็นปัจจัยสำคัญในการตัดสินใจของบริษัทที่เสนอก่อสร้างโครงการ South Texas Project “แต่แค่นั้นผมคิดว่าอาจยังไม่ทำให้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์เกิดขึ้นได้เสมอไป” เขากล่าว “อันที่จริงแล้ว จนกว่าเราจะรู้ว่าประโยชน์ที่ได้อย่างแท้จริงเป็นอย่างไร เราคงไม่พิจารณาโครงการนิวเคลียร์”

Christopher ซึ่งเป็นประธานของ Exelon Nuclear กล่าวว่า สิทธิประโยชน์เหล่านี้เป็นปัจจัยสำคัญในการตัดสินใจของบริษัทเพื่อเตรียมตัวขอใบอนุญาต แต่ก็มีปัจจัยอื่น ๆ ที่ Exelon ต้องพิจารณาก่อนจะตัดสินใจสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ [122]

ยังไม่เป็นที่ชัดเจนว่า กฎหมายเหล่านั้นจะมีผลกระทบต่ออนาคตของพลังงานนิวเคลียร์อย่างไร โรงไฟฟ้าที่มีคำสั่งซื้อในตอนนี้จนถึงปี 2551 จะไม่ได้รับใบอนุญาตก่อนปี 2553 และจะไม่สามารถเดินเครื่องได้ก่อนปี 2557 เป็นอย่างเร็ว และจะต้องแข่งขันเป็นเวลาหลายปีกว่าที่จะมีสมรรถนะมากพอที่จะจูงใจให้ภาคเอกชนอื่น ๆ มาลงทุนในโครงการพลังงานนิวเคลียร์

สิ่งที่เกิดขึ้นในตอนนี้ชี้ให้เห็นว่า รัฐบาลจะสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ก็ต่อเมื่อสามารถบังคับให้ผู้เสียภาษีและผู้บริโภคเป็นผู้แบกรับภาระ

จีน

ความต้องการพลังงานในจีนเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ซึ่งส่งผลให้เกิดแผนพัฒนาแหล่งพลังงานจากทุกภาคส่วน ทั้งน้ำมัน ก๊าซ เชื้อเพลิงหมุนเวียน ถ่านหินและนิวเคลียร์ ในปัจจุบันพลังงานนิวเคลียร์มีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าให้กับประเทศน้อยมาก (1.9%) โดยมีเครื่องปฏิกรณ์ที่เดินเครื่องอยู่ 10 หน่วย ซึ่งสร้างจากเทคโนโลยีทั้งของแคนาดา ฝรั่งเศส รัสเซียและหน่วยงานในประเทศ มีเครื่องปฏิกรณ์สี่หน่วยที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยมีอยู่หนึ่งหน่วยที่เป็นเทคโนโลยีของรัสเซีย ส่วนที่เหลือเป็นเทคโนโลยีในประเทศ และในเดือนธันวาคม 2549 มีการวางคำสั่งซื้อเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 จำนวนสี่หน่วย

เครื่องปฏิกรณ์ที่อยู่ในแผนก่อสร้าง

Yangjiang และ Sanmen ในปี 2546 รัฐบาลอนุมัติในเบื้องต้นให้มีการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์สองหน่วยที่โรงไฟฟ้า Yangjiang ที่มณฑลกวางตุ้งและอีกสองหน่วยที่โรงไฟฟ้าSanmen ในมณฑลฉีเจียง (ใกล้กับโรงไฟฟ้า Qinshan) ในเดือนกุมภาพันธ์ 2548 State Nuclear Power Technology Co (SNPTC) ซึ่งเป็นหน่วยงานของรัฐบาลประกาศผู้ชนะการประกวดราคาก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ทั้งสี่หน่วยที่มีรูปแบบเดียวกัน อย่างไรก็ตามมีผู้ให้ข้อมูลว่าโรงไฟฟ้าแต่ละแห่งอาจมีเครื่องปฏิกรณ์ไม่เหมือนกัน สามบริษัทได้เข้าร่วมในการประกวดราคาก่อสร้างได้แก่ Areva, Westinghouse และ Atomstroyexport

Areva: Areva อ้างว่าพวกเขาเสนอราคาต่ำสุด และไม่เพียงเสนอให้มีการถ่ายทอดเทคโนโลยีอย่างเต็มที่เท่านั้น หากยังจะมีโครงการร่วมมือเพื่อแปรสภาพเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ด้วย ซึ่งนับเป็นครั้งแรกที่จะมีการแปรสภาพเชื้อเพลิงในจีน รายงานในเวลาต่อมาเสนอว่า ในสัญญาจะมีฝรั่งเศสมาเกี่ยวข้องด้วย โดยบริษัทจากจีนจะไปทำเหมืองยูเรเนียมที่ประเทศไนเจอร์ คาซัคสถานและมองโกเลีย Areva เสนอเทคโนโลยีแบบ European Pressurized Water Reactor (EPR) หรือไม่ก็เป็นเทคโนโลยี US Evolutionary Power Reactor (US EPR) ซึ่งมีความคล้ายคลึงกัน
Westinghouse: ในเดือนกุมภาพันธ์ 2548 ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าสหรัฐฯ ให้สัญญาเบื้องต้นที่จะให้เงินกู้จำนวน

ตาราง 3.3 การยื่นขอใบอนุญาตเพื่อก่อสร้างและดำเนินงาน (Construction/operating license: COL)

ผู้ยื่น	โรงไฟฟ้า/ จำนวนเครื่องปฏิกรณ์	เทคโนโลยี	วันที่ยื่นขอใบอนุญาต
Amarillo Power	TBA / 2	ABWR	เร็ว ๆ นี้
Dominion	North Anna / 1	ESBWR	1/2007
Duke	Cherokee / 2	AP1000	10/2007
Entergy	River Bend / 1	ESBWR	5/2008
Exelon	Clinton / ?	TBA	11/2008
NRG Energy	TBA / 2	ABWR	ปลายปี 2007
NuStart/Entergy	Grand Gulf / 1	ESBWR	11/2007
NuStart/TVA	Bellefonte / 1	AP1000	10/2007
Progress	Harris / 2	AP1000	10/2007
Progress	TBA / 2	AP1000	7/2008
SCANA	Summer / 2	AP1000	10/2007
Southern	Vogtle / 2	AP1000	3/2008
TXU	Comanche Peak / 2	TBA	ปลายปี 2008
Unistar	Calvert Cliffs / 1	EPR	ปลายปี 2007
	Nine Mile Point / 1	EPR	กลางปี 2008

ที่มา: Nuclear News, January 2007, p 26.
หมายเหตุ: ไม่รวมผู้ยื่นขอที่ไม่ได้ระบุสถานที่ตั้งหรือประเภทของเทคโนโลยี

การฟื้นตัวของ นิวเคลียร์? - ต่อ

5,000 ล้านเหรียญต่อ Westinghouse เพื่อก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์รุ่น AP1000 สี่เครื่องในจีน การตรวจสอบรายละเอียดของธุรกรรมดังกล่าวจะเกิดขึ้นเมื่อใกล้เวลาที่จะมีการจัดทำสัญญาเงินกู้ รายงานข่าวระบุว่า Westinghouse เสนอในการประกวดราคาให้มีการถ่ายทอดเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำอัดความดันขั้นสูงอย่างเต็มที่ Westinghouse เข้าร่วมการประกวดโดยรวมตัวเป็นกลุ่มบริษัทร่วมกับ Mitsubishi Heavy Industries และShaw, Stone & Webster Nuclear Services ในเดือนตุลาคม 2549 มีการขายธุรกิจนิวเคลียร์ของ Westinghouse ให้กับบริษัท Toshiba

Atomstroyexport: ข้อมูลการประกวดราคาของบริษัทนี้มีอยู่ไม่มากนักในเดือนธันวาคม 2549 รัฐบาลจีนตกลงทำสัญญาก่อสร้างกับ Westinghouse ไม่มีการเปิดเผยรายละเอียดราคาในสัญญา แต่มีการระบุว่ารวมไปถึง “การถ่ายทอดเทคโนโลยีอย่างสมบูรณ์และรวดเร็ว” และราคาอยู่ในช่วงระหว่าง 5-8 พันล้านเหรียญ [123] แต่ไม่รวมต้นทุนการก่อสร้างอาคารของกังหัน ซึ่งจะเป็นสัญญาย่อยต่างหาก คาดว่าการก่อสร้างจะเริ่มขึ้นในปี 2550 และเครื่องปฏิกรณ์สองหน่วยจะแล้วเสร็จในปี 2556 ส่วนอีกสองหน่วยจะแล้วเสร็จในปี 2557-58

มีรายงานว่ากรอบของสัญญาซื้อขายจะแล้วเสร็จในต้นปี 2550 ซึ่งจะให้รายละเอียดมากขึ้นเกี่ยวกับเงื่อนไขด้านการเงินและเทคนิคของโครงการ [124]

Guangdong ในเดือนกุมภาพันธ์ 2550 สื่อมวลชนฝรั่งเศสรายงานว่า EdF และ Guangdong Nuclear Power Corporation (CGNPC) ได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MoU) โดย EdF จะทำหน้าที่เป็นวิศวกร-สถาปนิกและเป็นเจ้าของโครงการ ในช่วงต้นปี 2550 Areva ก็ลงนามในบันทึกความเข้าใจกับ CGNPC เพื่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบ EPR สองหน่วยที่โรงไฟฟ้า Guangdong

Qinshan ในเดือนเมษายน 2549 และมกราคม 2550 การก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์หน่วยที่ 3 และ 4 เริ่มขึ้นเป็นลำดับ โดยเป็นเครื่องปฏิกรณ์แบบน้ำอัดความดันที่มีกำลังผลิต 650 เมกะวัตต์ โดยใช้เทคโนโลยี CNP600 ซึ่งพัฒนาขึ้นโดย CNNC

Weihai ในเดือนพฤศจิกายน 2548 รัฐบาลได้อนุมัติการก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์แบบระบายความร้อนด้วยก๊าซอุณหภูมิสูง (High Temperature Gas Reactors: HTGRs) โดยกลุ่มบริษัทที่นำโดย Huaneng Group ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าใหญ่ที่สุดของประเทศ แต่ยังไม่มีประสบการณ์กับพลังงานนิวเคลียร์ โดยทำงานร่วมกับ Tsinghua University และ China Nuclear Engineering and Construction

เครื่องปฏิกรณ์ที่เสนอก่อสร้าง

มีรายงานว่าจีนจะใช้เงินประมาณ 4,000 ล้านหยวนเพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่ภายในปี 2563 โดยจะเพิ่มกำลังผลิตติดตั้งของพลังงานนิวเคลียร์รวมทั้งที่อยู่ระหว่างก่อสร้างได้มากถึง 40 กิกะวัตต์ CNNC คาดว่าจะสามารถขยายกำลังผลิตติดตั้งให้มีรวมกันทั้งหมด 60 กิกะวัตต์โดยคิดเป็น 6% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด

แผนการในส่วนแรกกำหนดไว้ในแผนระยะ 5 ปี ฉบับที่ 11 (2549-2553) กว่า 16 มณฑล ภูมิภาคและเทศบาล ต่างประกาศเจตจำนงที่จะให้มีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นโครงการที่ได้รับอนุมัติโดยเบื้องต้นจากรัฐบาลกลางแล้ว แต่อาจยังไม่มีการอนุมัติกำหนดการก่อสร้าง โดยเครื่องปฏิกรณ์ใหม่ทั้งหมดจะมีจำนวนประมาณ 40 หน่วย มีรายงานว่าหลายมณฑลจะรวมตัวกันเสนอข้อเสนอโครงการที่สมบูรณ์กับบริษัทผู้ผลิตเครื่องปฏิกรณ์ภายในปี 2551 และจะมีการเสนอต่อรัฐบาลกลางเพื่อขออนุมัติก่อนปี 2553

พลังงานหมุนเวียน
ทรัพยากร เศรษฐศาสตร์และความเป็นไปได้

04

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และ
ลมใกล้กับเมืองรอสต็อค เยอรมนี

พลังงานหมุนเวียน
ทรัพยากร เศรษฐศาสตร์และความเป็นไปได้ - ต่อ

ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency) [125] ระบุว่าพลังงานหมุนเวียนอยู่ในจุดที่เป็นทางแยก "ไม่เพียงเป็นไปได้ในทางทฤษฎีเท่านั้น แต่ยังมีความสามารถในการแข่งขันแม้จะยังไม่มากก็ตาม" พลังงานหมุนเวียนซึ่งประกอบด้วยไฟฟ้าพลังน้ำ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 18% ของการผลิตทั่วโลกเมื่อปี 2547 ตัวเลขดังกล่าวประกอบด้วย พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำขึ้นน้ำลงและลม ซึ่งคิดเป็นปริมาณรวมกัน 334 เทอร์ราวัตต์ชั่วโมง หรือประมาณ 2% ของการผลิตไฟฟ้าทั่วโลก ในปี 2533 ตัวเลขดังกล่าวอยู่ที่ 1%

ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าทั่วโลกเพิ่มขึ้น 50% ตั้งแต่ปี 2533 เป็นต้นมา การผลิตไฟฟ้าจาก "แหล่งพลังงานหมุนเวียนใหม่" (ไม่รวมพลังน้ำ) เพิ่มขึ้นสามเท่าในช่วงเวลาเดียวกัน โดยคิดเป็นอัตราการเติบโตแบบสะสม 14% ต่อปี ในทางปฏิบัติ อัตราการเติบโตของพลังงานลมและแสงอาทิตย์เพิ่มสูงกว่านี้อีก ส่วนที่ต่ำกว่าคือพลังงานใต้พิภพและน้ำขึ้นน้ำลง การลงทุนในแต่ละปีในพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจากประมาณ 7,000 ล้านเหรียญในปี 2538 เป็น 38 พันล้านเหรียญในปี 2548 [126] ในช่วงปี 2548 กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของพลังงานหมุนเวียนไม่นับรวมโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่เพิ่มขึ้น 22 กิกะวัตต์ เทียบกับการเพิ่มขึ้น 3.3 กิกะวัตต์ของพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งโดยส่วนใหญ่แล้วเป็นการเพิ่มขึ้นเนื่องจากการผลิตมากขึ้นของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่มีอยู่ ไม่ใช่เกิดจากการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ใหม่

ทรัพยากรและศักยภาพ ภาพรวม

แหล่งพลังงานหมุนเวียนหลักมีอยู่สามประเภทได้แก่ พระอาทิตย์ พระจันทร์และโลก พระอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์และโดยทางอ้อมเป็นแหล่งพลังงานน้ำ (ทำให้เกิดการระเหย) พลังงานลม พลังงานน้ำขึ้นน้ำลง และชีวมวล (กระบวนการสังเคราะห์แสง) พระจันทร์เป็นแหล่งพลังงานน้ำขึ้นน้ำลง และโลกเป็นแหล่งพลังงานใต้พิภพ Czisch[127] เป็นผู้หนึ่งที่ทำข้อมูลแหล่งพลังงานหมุนเวียน และระบุว่าศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์มีอยู่ระหว่าง 1,000 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตรต่อปี ในยุโรปเหนือและแคนาดา และมากกว่า 2,000 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตรต่อปีในแถบเส้นศูนย์สูตร แม้ว่าสัดส่วนของแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์จะต่างกันตั้งแต่ 2 ต่อ 1 แต่ก็มีการนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปปรับใช้ในหลายรูปแบบในยุโรปเหนือและแคนาดา โดยเฉพาะ "การประยุกต์ใช้ที่ไม่ใช่รูปของไฟฟ้า" โดยที่ต้นทุนของแหล่งพลังงานอื่นอาจแพงมาก พูดโดยรวม พื้นที่ซึ่งมีศักยภาพพลังงานลมสูงสุด โดยมีความเร็วลมโดยเฉลี่ยต่อปีที่ 7 เมตร/วินาทีและสูงกว่านั้น ได้แก่ พื้นที่ชายฝั่งทั้งห้าทวีป แต่พื้นที่ซึ่งมีความเร็วลมสูงกว่านั้นยังพบได้ตามแถบเทือกเขาและพื้นที่นอกชายฝั่ง ต้นทุนการผลิตพลังงานลมในพื้นที่ซึ่งมีความเร็วลมต่ำย่อมแพงกว่า แต่ก็ไม่ได้หมายความว่าจะไม่คุ้มทุน

อุณหภูมิบนพื้นโลกที่สูงซึ่งเหมาะต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานใต้พิภพมักพบในหลายส่วนของยุโรปตอนกลาง ตะวันออกไกลและภาคตะวันตกของทวีปอเมริกา ในบทนี้จะเน้นเฉพาะการผลิตไฟฟ้า แต่อันที่จริงมีความสนใจเพิ่มขึ้นต่อ "เครื่องปั๊มน้ำที่เดินเครื่องด้วยความร้อนจากใต้ดิน" ซึ่งอาจนำไปใช้ได้ในทุกที่ โอกาสในการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำมากขึ้นมีอยู่จำกัด ไม่ใช่เพราะการขาดแคลนทรัพยากรน้ำ แต่เป็นเพราะไม่มีสถานที่ที่เหมาะสม และในประเทศพัฒนาก็มีข้อจำกัดมากมายต่อโครงการแบบนี้ การพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่จึงมักจำกัดอยู่ในพื้นที่ซึ่งมีประชากรน้อย อย่างเช่น ในอัฟริกากลาง บางส่วนของเอเชียและทวีปอเมริกา แต่ในขณะเดียวกันก็มีการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กขึ้นในหลายพื้นที่ แม้ว่าจะยังมีกำลังผลิตรวมกันค่อนข้างต่ำ

ตาราง 4.1 การพยากรณ์และคาดการณ์ตามสมุดปกขาวของคณะกรรมาธิการยุโรป [128]

วันที่	1995		พยากรณ์สำหรับปี 2010		กำลังผลิตจริงในปี 2005	กำลังผลิตที่จะทำได้ในปี 2010
เทคโนโลยี	**กำลังผลิต, เมกะวัตต์**	**ผลผลิต, เทอร์ราวัตต์ชั่วโมง**	**เมกะวัตต์**	**เทอร์ราวัตต์ชั่วโมง**	**เมกะวัตต์**	
พลังงานลม	2500	4	40,000	80	40,455	เกินกำลังผลิตที่คาดการณ์ไว้
พลังน้ำ ขนาดใหญ่	82,500	270	91,000	300	96,418	เกินกำลังผลิตที่คาดการณ์ไว้
พลังน้ำ ขนาดเล็ก	9,500	37	14,000	55	11,600	ต่ำกว่า ~10%
พลังงานแสงอาทิตย์	30	0.03	3,000	3	1,794	น่าจะเกินกำลังผลิตที่คาดการณ์ไว้
ชีวมวล	(1)	22.5		230	68 TWh	ไม่เกิน
ความร้อนใต้พิภพ	500	3.5	1,000	7	822 (2)	ต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้เล็กน้อย

หมายเหตุ:
1. ไม่นับรวมชีวมวลบางส่วนที่นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลในโรงไฟฟ้า
2. ตัวเลขจากปี 2547

ระบบเซลแสงอาทิตย์ใน Arnstein เยอรมนี ซึ่งประกอบด้วยแกนหมุนแนวตั้งและแนวนอนรวมกัน 1,500 ตัว

เราอาจประเมินโอกาสของพลังงานหมุนเวียนได้จากการวิเคราะห์คำพยากรณ์สำหรับปี 2553 ซึ่งปรากฏในสมุดปกขาวว่าด้วยพลังงานหมุนเวียนที่จัดทำโดยคณะกรรมาธิการยุโรป [129] ตาราง 4.1 เป็นข้อสรุปของรายงานและตัวเลขกำลังผลิตติดตั้งล่าสุด

ในตารางแสดงให้เห็นว่าพลังงานลมมีศักยภาพค่อนข้างดี โดยกำลังผลิตของยุโรปในปัจจุบันได้แซงหน้าตัวเลขการพยากรณ์สำหรับปี 2553 ไปแล้ว พลังงานน้ำ (ทั้งขนาดใหญ่และเล็ก) มีเป้าหมายการเติบโตต่ำกว่า และสามารถบรรลุตัวเลขตามที่พยากรณ์ไปแล้ว โดยที่โครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่มีอัตราการเติบโตดีกว่าโครงการขนาดเล็ก ตัวเลขที่พยากรณ์สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุด (เพิ่มขึ้น 100 เท่า แม้จะเป็นการผลิตจากหน่วยเล็ก) และคาดว่าจะสามารถแซงหน้าเป้าหมายดังกล่าวไปได้ แม้การนำไปผลิตไฟฟ้ายังมีอยู่จำกัด และแม้ไฟฟ้าชีวมวลจะเพิ่มขึ้นถึงสามเท่าตั้งแต่ปี 2538 แต่โอกาสที่จะเพิ่มขึ้นอีกสามเท่าเพื่อให้ได้เป้าหมายที่พยากรณ์ไว้น่าจะทำไม่สำเร็จสุดท้าย พลังงานใต้พิภพมีแนวโน้มที่จะบรรลุเป้าหมายได้มาก

ภาพรวมด้านเศรษฐกิจ

พูดโดยรวม ก๊าซยังเป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้าราคาถูกที่สุดในหลายส่วนของสหภาพยุโรปและบางพื้นที่ในสหรัฐฯ แต่โครงการไฟฟ้าพลังน้ำหลายแห่งก็สามารถแข่งขันได้มากขึ้น เพราะมีการติดตั้งตั้งแต่หลายปีก่อน และมีกำไรที่คุ้มกับต้นทุนจมไปแล้ว ในบรรดาแหล่งพลังงานหมุนเวียนใหม่ ลมมีความแข่งขันได้เพิ่มขึ้นในพื้นที่ซึ่งมีความเร็วลมสูง อย่างเช่นในเยอรมนี เดนมาร์ก ตอนเหนือของฝรั่งเศส อังกฤษ ไอร์แลนด์ ตอนใต้ของสเปน โปรตุเกส จีน อินเดีย และบางส่วนของสหรัฐฯ รวมทั้งแคนาดา เกาะหลายแห่งเหมาะจะเป็นสถานที่ตั้งเพื่อผลิตพลังงานลมและแสงอาทิตย์ เนื่องจากต้นทุนไฟฟ้ามีราคาสูงเพราะต้องนำเข้าเชื้อเพลิง และเกาะเหล่านี้ไม่สามารถเชื่อมต่อกับระบบสายส่งบนผืนแผ่นดินใหญ่ได้ พลังงานแสงอาทิตย์ยังมีความเหมาะสมกับการใช้ในครัวเรือนและพื้นที่เกาะ เนื่องจากไม่ต้องพึ่งสายส่งและใช้การบำรุงรักษาน้อย

โอกาสในอนาคต

ตาราง 4.2 สรุปข้อมูลของการพยากรณ์โอกาสสำหรับพลังงานหมุนเวียน โดยเป็นการประมาณของสภาพลังงานหมุนเวียนแห่งยุโรป (European Renewable Energy Council)[130] และแหล่งอื่น ๆ มีการตรวจสอบข้อมูลเทียบกับแหล่งอื่นโดยเฉพาะสมุดปกขาวที่จัดทำโดยสมาคมพลังงานแสงอาทิตย์สากล (International Solar Energy Society) [131] และทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ [132] ซึ่งอ้างตัวเลขประมาณการณ์สำหรับปี 2553 และสำหรับเทคโนโลยีพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่มีการพัฒนาอย่างรวดเร็ว มีความใกล้เคียงกับตัวเลขที่ประมาณ “ขั้นต่ำ” ของ EREC ในกรณีเทคโนโลยีชนิดอื่น ความแตกต่างระหว่างประมาณการณ์ “ขั้นต่ำ” และ “ขั้นสูง” มีน้อยมาก สำหรับพลังงานคลื่นและน้ำขึ้นน้ำลง การประมาณในระดับกลางเป็นของ Carbon Trust [133] ซึ่งเป็นตัวเลขที่ใช้ในยุโรป และมีการเพิ่มตัวเลขเป็นสองเท่าเพื่อการพัฒนาในส่วนอื่น ๆ ของโลก

ต้นทุน

การพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนให้เป็นโครงการใหญ่จะช่วยให้เกิดการประหยัดจากขนาด และในปัจจุบันสามารถผลิตไฟฟ้าด้วยต้นทุนต่ำสุด และสามารถผลิตพลังงานในปริมาณที่ทดแทนไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนได้ ในกรณีของพลังงานลม นอกจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่มีกังหันขนาดใหญ่และมีการติดตั้งเป็นจำนวนมากจะมีต้นทุนต่อหน่วยต่ำกว่าแล้ว ยังสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า เนื่องจากกังหันลมขนาดใหญ่จะใช้ประโยชน์จากความเร็วลมที่สูงกว่าในพื้นที่สูงได้เป็นอย่างดี มีข้อมูลต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาดเล็กอีกหลายส่วน แต่ไม่ได้นำมารวมไว้ในที่นี้

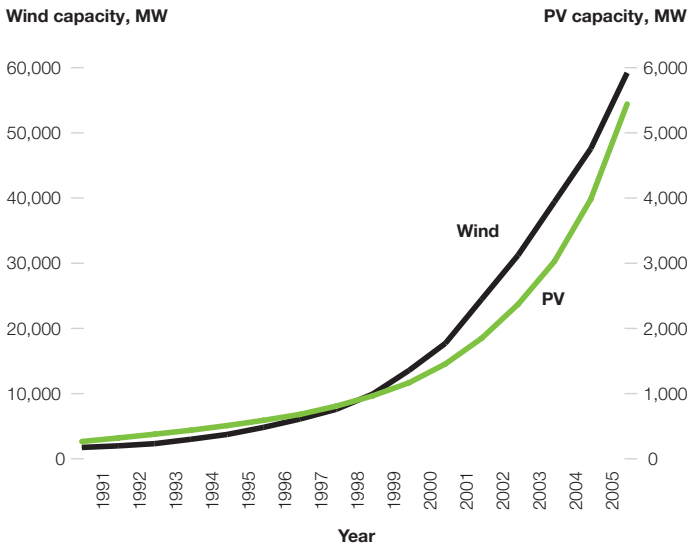
ตาราง 4.2 พยากรณ์ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนและการผลิตไฟฟ้า

วันที่	2005		พยากรณ์สำหรับปี 2010		2020		ที่มาของข้อมูล
เทคโนโลยี	**เมกะวัตต์**	**เทอร์ราวัตต์**	**เมกะวัตต์**	**เทอร์ราวัตต์**	**เมกะวัตต์**	**เมกะวัตต์**	
ลม ประมาณการณ์ขั้นต่ำ	59,206	124	135,543	299	560,445	1,375	GWEC, ‘moderate growth’
ประมาณการณ์ขั้นสูง			153,759	337	1,072,928	2,632	GWEC, ‘advanced wind’
โครงการพลังน้ำ ขนาดใหญ่	740,000	2,747		3,095		3,590	EREC, ‘advanced policies’
ขนาดเล็ก	Incl. above			220		570	EREC, ‘advanced policies’
แสงอาทิตย์ ประมาณการณ์ขั้นต่ำ	5,442	6	10,000	12	145,000	175	EREC, ‘current policies’
ประมาณการณ์ขั้นสูง			18,000	20	230,000	276	EREC, ‘advanced policies’
ไฟฟ้าจากความร้อนของพระอาทิตย์	400	2	2,154	6	16,854	45	Aringhoff et al [134]
ชีวมวล		200		390		1,010	EREC, ‘advanced policies’
ความร้อนใต้พิภพ	8,910	55	20,000	134		318	EREC, ‘advanced policies’
คลื่น					3,500	9	Carbon Trust (2006), โปรดดูรายละเอียด
น้ำขึ้นน้ำลง					3,500	9	Carbon Trust (2006), โปรดดูรายละเอียด

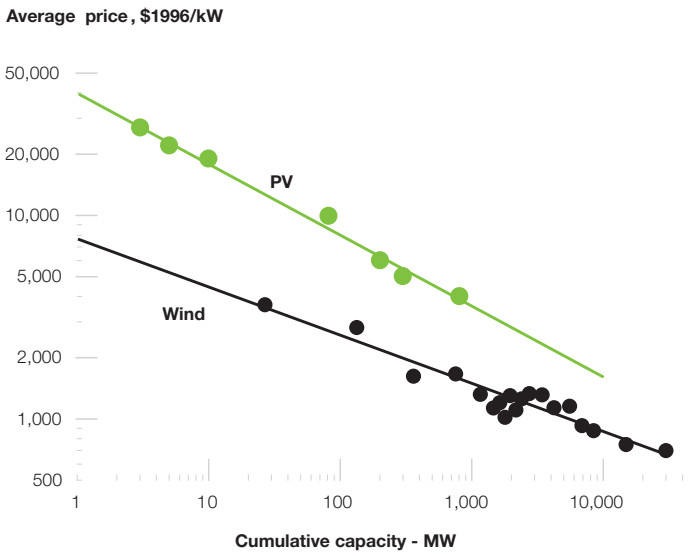
ถ้าสามารถบรรลุค่าพยากรณ์ “ขั้นสูง” ได้ สัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในโลกจะเพิ่มขึ้นจากระดับปัจจุบันที่ 18% เป็น 22% ในปี 2010 และ 35% ในปี 2020

พลังงานหมุนเวียน
ทรัพยากร เศรษฐศาสตร์และความเป็นไปได้ - ต่อ

แผนภูมิ 4.1 ศักยภาพพลังงานลมและแสงอาทิตย์ทั่วโลก ระหว่างปี 1990–2005



แผนภูมิ 4.2 ข้อมูลต้นทุนของกังหันลมและอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์



หมายเหตุ: หน่วยที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนไม่มีอิทธิพลต่อการประมาณอัตราการเรียนรู้ ข้อมูลในอดีตเกี่ยวกับพลังงานลมมาจากปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายทั้งหมดในอเมริกา [140] สำหรับปีกลางข้อมูลได้มาจากการรวบรวมของ Danish Wind Turbine Manufacturers Association (http://www.windpower.org/) และจุดสุดท้าย (ที่ 60,000 เมกะวัตต์) ได้มาจากแคตตาล็อกของกังหันลม [141] ข้อมูลเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์พลังงานแสงอาทิตย์ได้มาจากบริษัทเชลล์และสภาพลังงานโลก

พลังงานลม

เป็นทรัพยากรที่มีคุณสมบัติที่ดีทั้งในแง่สถานะและต้นทุนที่ได้รับการพิสูจน์แล้ว การเติบโตในระดับโลกอยู่ในลักษณะก้าวกระโดด ดังที่เห็นในแผนภูมิ 4.1 มีการเพิ่มขึ้นที่อัตรา 28-30% ต่อปี จนถึงสิ้นปี 2549 มีกำลังผลิตรวมกันมากกว่า 74,000 เมกะวัตต์

ในทุกช่วงที่มีการเพิ่มศักยภาพพลังงานลมในโลกเป็นสองเท่า ต้นทุนของกังหันจะลดลงประมาณ 8-15% [135] แผนภูมิ 4.2 แสดงให้เห็น “เส้นโค้งแห่งการเรียนรู้” แบบทั่วไป โดยสะท้อนให้เห็นว่าต้นทุนลดลง 15% อย่างไรก็ดี ตั้งแต่ปี 2547 ราคาของเหล็กกล้าและทองแดงที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับการขาดแคลนกังหันลมทั่วโลก ทำให้ต้นทุนพลังงานลมไม่ลดลงอีกต่อไป ซึ่งจะส่งผลกระทบอย่างมากต่อเทคโนโลยีการผลิตอย่างอื่น อย่างเช่น นิวเคลียร์ ซึ่งเป็นโครงการที่ใช้เงินลงทุนมาก จนถึงปี 2548 ต้นทุนผลิตโดยเฉลี่ยของพลังงานลมบนบกอยู่ที่ 800 ยูโร/กิโลวัตต์ชั่วโมง และต้นทุนเฉลี่ยของทุ่งกังหันลม (wind farm) อยู่ที่ต่ำกว่า 1,200 ยูโร/กิโลวัตต์ชั่วโมง [136]

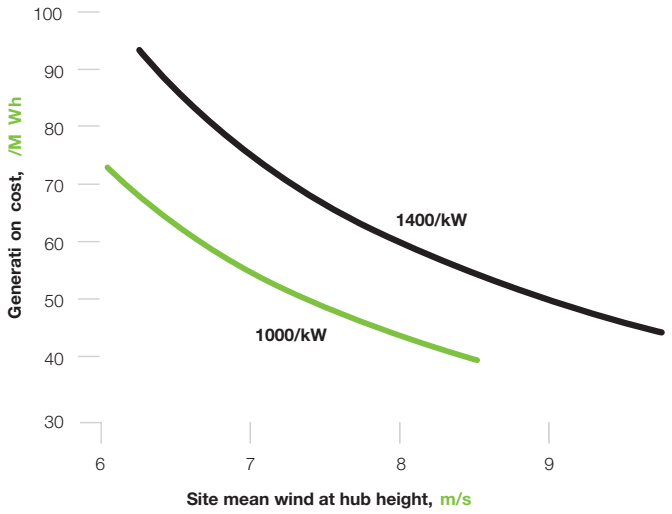
นอกจากต้นทุนเครื่องจักรที่ลดลงแล้ว ผลิตภาพของกังหันลมก็เพิ่มขึ้นตามขนาดด้วย ยกตัวอย่างเช่น ในเดนมาร์ก เพิ่มจาก 1,300 กิโลวัตต์ชั่วโมง/กิโลวัตต์สำหรับกำลังผลิตแต่ละหน่วยในปี 2526 เป็นมากกว่า 2,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง/กิโลวัตต์ในปี 2539 [137] ต้นทุนที่ลดลงและผลิตภาพที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ต้นทุนการติดตั้งลดลง 18% ในทุกช่วงที่มีการเพิ่มกำลังผลิตเป็นสองเท่า ทั้งนี้ตามข้อมูลของทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ [138]

ต้นทุนการผลิตจะขึ้นอยู่กับความเร็วลม และแผนภูมิ 4.3 แสดงถึงประมาณการณ์ต้นทุนที่ 1,000 ยูโร/กิโลวัตต์และ 1,400 ยูโร/กิโลวัตต์ ซึ่งมีความเร็วลมแตกต่างกัน ต้นทุนการติดตั้งที่ต่ำมักสัมพันธ์กับพื้นที่ซึ่งมีความเร็วลมสูง และในแผนภูมิแสดงถึงต้นทุนการติดตั้ง 75 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ที่ความเร็วลม 6 เมตร/วินาที และลงลดเหลือ 49.9 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ที่ความเร็วลม 7.5 เมตร/วินาที ในย่านที่มีต้นทุนการติดตั้งสูง ต้นทุนการผลิตจะอยู่ระหว่าง 64 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมงที่ความเร็วลม 7.8 เมตร/วินาที และลดลงเหลือ 51 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ที่ความเร็วลม 9 เมตร/วินาที

ตัวเลขเหล่านี้คำนวณจากอัตราส่วนลด 8% และระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ 20 ปี อัตราส่วนลดดังกล่าวเป็นอัตราปรกติสำหรับเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาจนอยู่ตัวแล้วของภาคเอกชน และระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ก็เป็นระยะเวลาปรกติสำหรับโครงการพลังงานลม ในกรณีที่ใช้อัตราส่วนลด 6% ซึ่งเป็นตัวเลขปรกติ

ฟาร์มกังหันลม ใกล้กับเมือง Dahme
ดำเนินการโดยบริษัท Vestas

แผนภูมิ 4.3 ประมาณการณ์ต้นพลังงานลมบนชายฝั่ง



สำหรับโครงการพลังงานของรัฐ ต้นทุนการติดตั้งจะต่ำลงประมาณ 12% [139]

เราสามารถจัดทำเส้นโค้งที่คล้ายคลึงกันสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีการแผ่รังสีที่ไม่ตรงเป้าหมายเป็นตัวแปรอิสระ และสำหรับพลังงานคลื่น โดยมีพลังงานคลื่นต่อเมตรเป็นตัวแปรอิสระ เพื่อให้เป็นข้อมูลที่ง่ายต่อการเปรียบเทียบ มีการใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าตัวเดียวกันสำหรับความเร็วลม ระดับการแผ่รังสีพลังแสงอาทิตย์และพลังงานคลื่นโดยทั่วไป ในกรณีของพลังงานลม ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าอยู่ระหว่าง 15% (ซึ่งเป็นอัตราเฉลี่ยสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลมในเยอรมนี) จนถึง 30% (ซึ่งเป็นตัวเลขเฉลี่ยของอังกฤษ)

การประเมินต้นทุนในอนาคตโดยคณะกรรมการการพัฒนาที่ยั่งยืน [142] ชี้ว่าต้นทุนการติดตั้งพลังงานลมบนชายฝั่งในปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 55-92% ของปี 2544 ถ้าเอาตัวคูณ 81% คูณกับตัวเลขในปี 2548 [143] เนื่องจากต้นทุนที่สูงขึ้นในปีนั้น ต้นทุนพลังงานลมสำหรับปี 2563 น่าจะอยู่ที่ 960 ยูโร/กิโลวัตต์ ตามสมมติฐานว่าราคาเหล็กกล้าไม่ขึ้นไปสูงกว่านี้อีก ตาราง 4.3 ชี้ว่าจะมีการเพิ่มกำลังผลิตเป็นสองเท่าอย่างน้อยสามครั้งจนถึงปี 2563 ดังนั้นต้นทุนการติดตั้งที่ลดลง 20% ในช่วงเวลานี้จึงคิดเฉลี่ยเป็นการลดลงของต้นทุนอย่างน้อย 7% ต่อการเพิ่มกำลังผลิตเป็นสองเท่าในแต่ละครั้ง GWEC ประเมินต้นทุนในอนาคตในทางค่อนข้างบวก [144] โดยเสนอว่าต้นทุนน่าจะอยู่ที่ 760 ยูโร/กิโลวัตต์ จากตัวเลขค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าในระดับต่ำสำหรับปี 2563 ที่ 25% หมายถึงว่า ณ เวลานั้นจะมีการเดินเครื่องสถานีผลิตพลังงานลมด้วยความเร็วสูงเกือบทั้งหมด พลังงานลมนอกชายฝั่งมีการพัฒนาน้อยกว่า โดยมีกำลังผลิตทั่วโลกประมาณ 750 เมกะวัตต์ แต่ก็มีการวางแผนไว้หลายโครงการ ตามรายงานของคณะกรรมการการพัฒนาที่ยั่งยืนให้ตัวเลขประมาณไว้สองตัวที่ระบุว่า ต้นทุนการติดตั้งในปี 2563 จะเท่ากับประมาณ 57% ของต้นทุนในปี 2546 ถ้าเอาตัวเลข 1,800 ยูโร/กิโลวัตต์ เป็นหลัก หมายถึงว่าต้นทุนสำหรับปี 2563 จะเท่ากับ 1,200 ยูโร/กิโลวัตต์ ซึ่งเป็นตัวเลขการประมาณที่ใกล้เคียงกับ de Noord [145]

โครงการล่าสุด โครงการบนชายฝั่ง - Summerview, Alberta, แคนาดา เส้นผ่าศูนย์กลางกังหันลม 38, 80 เมตร แต่ละกังหันมีกำลังผลิต 1.8 เมกะวัตต์ (รวมกันทั้งหมด 68.4 เมกะวัตต์) กำลังผลิตรายปี 208 กิกะวัตต์ชั่วโมง ต้นทุนโครงการ 100 ล้านเหรียญแคนาดา สร้างเสร็จในปี 2547 ที่มาของข้อมูล Vision Quest and Windpower Monthly, December 2004

โครงการนอกชายฝั่ง - North Hoyle, off north Wales coast, อังกฤษ เส้นผ่าศูนย์กลางกังหันลม 30, 80 เมตร แต่ละกังหันมีกำลังผลิต 2MW (รวมกันทั้งหมด 60 เมกะวัตต์) กำลังผลิตรายปี 191กิกะวัตต์ชั่วโมง ต้นทุนโครงการ 81ล้านปอนด์ สร้างเสร็จปี 2547 ที่มาของข้อมูล DTI

พลังงานแสงอาทิตย์ (PV) เช่นเดียวกับพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์เติบโตอย่างรวดเร็วดังที่แสดงในแผนภูมิ 4.1 ในปัจจุบันมีกำลังผลิตมากกว่า 5,000 เมกะวัตต์ แม้ว่าจนถึงสิ้นปี 2547 จะมีการเชื่อมต่อกับระบบสายส่งเพียง 1,800 เมกะวัตต์ ราคาได้ลดลงประมาณห้าเท่าเมื่อเทียบกับช่วงทศวรรษ 1980 และระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบสายส่งในปัจจุบัน มีต้นทุนต่อหน่วยประมาณ 5,000 ยูโร เช่นเดียวกับพลังงานลมต้นทุนพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงปี 2547/48 เพิ่มขึ้นเนื่องจากความต้องการที่เพิ่มขึ้นและต้นทุนซิลิกอนที่เพิ่มขึ้น แต่คาดว่าต้นทุนเหล่านี้จะลดลงในอนาคต [146] ข้อมูลที่ปรากฏในแผนภูมิ 4.2 ชี้ว่าต้นทุนจะลดลง 22% ในแต่ละครั้งที่กำลังผลิตเพิ่มขึ้นสองเท่า การศึกษาชิ้นอื่นก็ได้ตัวเลขประมาณการณ์ใกล้เคียงกัน [147] ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศระบุในรายงานปี 2543 ว่าต้นทุนการติด

พลังงานหมุนเวียน
ทรัพยากร เศรษฐศาสตร์และความเป็นไปได้ - ต่อ

ตั้งลดลง 35% เมื่อมีการเพิ่มกำลังผลิตสองเท่าในช่วงระหว่างปี 2528-2538 แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของระบบที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีส่วนผลิตไฟฟ้าไม่มากนัก แต่ตลาดในประเทศกำลังพัฒนามีขนาดใหญ่ และเป็นปัจจัยที่จะทำให้มีการใช้พลังงานชนิดนี้เพิ่มขึ้นในอนาคต

ตัวเลขประมาณการณ์ต้นทุนการติดตั้งสำหรับปี 2563 มีความแตกต่างกัน กรมการพลังงานแห่งเดนมาร์ก [148] เสนอว่าน่าจะมีต้นทุนต่อหน่วย 2,000 ยูโรในขณะที่ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ [149] เสนอตัวเลขที่ 1,500 ยูโร ตัวเลขกลาง ๆ ที่ 1,750 ยูโรต่อหน่วยน่าจะสอดคล้องกับการลดลงของต้นทุน 20% เมื่อมีการเพิ่มกำลังผลิตสองเท่า การประมาณต้นทุนการติดตั้งสำหรับปี 2563 ยังรวมถึงการพัฒนาประสิทธิภาพของระบบที่เพิ่มขึ้นด้วย โครงการล่าสุด (อยู่ระหว่างการก่อสร้าง): โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ Serpa โปรตุเกส ขนาดแผงรับแสงอาทิตย์ 52,000 PV พร้อมระบบปรับทิศทางอัตโนมัติ กำลังผลิต 11 เมกะวัตต์ ช่วยลดก๊าซเรือนกระจก 30,000 ตันต่อปี ต้นทุนโครงการ 59 ล้านยูโร ที่มาของข้อมูล Powerlight Corporation and Modern Power Systems มิถุนายน 2549

ไฟฟ้าพลังความร้อนจากแสงอาทิตย์ (Solar Thermal Electric) กำลังการผลิตของไฟฟ้าพลังความร้อนจากแสงอาทิตย์ทั่วโลกในปัจจุบันน่าจะอยู่ที่ประมาณ 400 เมกะวัตต์ ต้นทุนการติดตั้งมีการประมาณไว้แตกต่างกันมาก ระหว่าง 1,700-2,400 ยูโร/กิโลวัตต์ และมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า 21% จนถึงปี 2563 ต้นทุนการติดตั้งน่าจะอยู่ที่ 1,000 ยูโร/กิโลวัตต์ โดยมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า 30%

โครงการล่าสุด (สร้างเสร็จปี 2549) โรงไฟฟ้า 'PS10' power plant, Sanlucar ใกล้กับ Seville สเปน ติดตั้งระบบกระจกสะท้อนแสงแผ่นราบแบบหมุนได้ (tracking heliostats) 624 บาน สำหรับใช้กับเครื่องต้มไอน้ำซึ่งสามารถผลิตไอน้ำที่แรงดัน 40 บาร์ อุณหภูมิ 250 องศาเซลเซียส กำลังผลิต 11 เมกะวัตต์ คิดเป็น 23 กิกะวัตต์ชั่วโมง ต้นทุนโครงการ 35 ล้านยูโร ที่มาของข้อมูล: www.solarpaces.org.

ไฟฟ้าพลังน้ำ ในบรรดาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน ไฟฟ้าพลังน้ำมีการพัฒนามากที่สุด ในปัจจุบันมีกำลังผลิต 740,000 เมกะวัตต์ทั่วโลกและสามารถผลิตไฟได้ 2,620 เทอร์ราวัตต์ชั่วโมง หรือคิดเป็น 17% ของไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2548 กำลังผลิตในช่วงสิบปีที่ผ่านมาเติบโตขึ้นประมาณน้อยกว่า 2% ต่อปี โอกาสที่จะมีการขยายโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศพัฒนาแล้วมีอยู่น้อย ยกเว้นแคนาดา และมีโอกาสไม่มากที่จะสามารถลดต้นทุนและปรับปรุงเทคนิคให้ดีขึ้นกว่านี้ ในประเทศกำลังพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำอาจขยายใหญ่ขึ้น ขึ้นอยู่กับความยอมรับได้ด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม ความน่าจะเป็นน่าจะอยู่ที่การติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก (เล็กกว่า 10 เมกะวัตต์) รวมทั้งโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำไหลผ่าน ซึ่งบางโครงการอาจมีขนาดเพียงไม่กี่สิบกิโลวัตต์

โครงการที่มีแผนก่อสร้าง (ขนาดเล็ก) ได้แก่ Mira เอกวาดอร์ กำลังผลิต 1 เมกะวัตต์ ผลิตไฟได้ 8.1 กิกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี ต้นทุนโครงการ 1.9 ล้านเหรียญ ที่มาของข้อมูล International Water Power and Dam Construction, July 2005

ชีวมวล ชีวมวลหมายถึงวัสดุที่ได้จากพืชหรือสัตว์ เมื่อมีการเปลี่ยนให้เป็นพลังงาน จะมีค่าคาร์บอนต่ำหรือเป็นศูนย์ เนื่องจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกมาไม่ได้มาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่มาจากวงจรคาร์บอนในปัจจุบัน/เร็ว ๆ นี้ โรงไฟฟ้าชีวมวลอาจสร้างขึ้นโดยใช้วัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือป่าไม้ อาจมีการปลูกพืชเพื่อผลิตพลังงานโดยเฉพาะ "พืชพลังงาน" เหล่านี้จะปลูกเพื่อผลิตพลังงาน ผลิตความร้อน เพื่อผลิตเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพสำหรับการขนส่ง

ของเสียแบบแข็งจากเขตเทศบาลหรือของเสียจากอุตสาหกรรมและการพาณิชย์อาจประกอบด้วยชีวมวลจำนวนมาก ของเสียแบบแข็งจากเขตเทศบาลในอังกฤษมักประกอบด้วยชีวมวลประมาณ 65% เรายังจะได้ก๊าซจากแหล่งทิ้งขยะและจากของเสีย และเป็นส่วนหนึ่งในนโยบายพลังงานหมุนเวียนของสหภาพยุโรปและอังกฤษ

หน่วยงานด้านวิศวกรรมในอังกฤษกำลังผลักดันนโยบายจัดการของเสีย ซึ่งสอดคล้องกับประเด็นด้านการเปลี่ยนแปลงสภาวะอากาศ มากกว่าจะมุ่งตอบสนองเป้าหมายด้านการรีไซเคิล ซึ่งวิธีการเช่นนี้อาจไม่ไม่ตอบสนองเป้าหมายการลดภาวะโลกร้อนมากนัก ไม่ได้ช่วยในเรื่องของการรีไซเคิลของเสีย การประหยัดพลังงานจึงอาจเป็นทางเลือกด้านสิ่งแวดล้อมที่ดีกว่า

กำลังการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลทั่วโลกอยู่ที่ประมาณ 39 กิกะวัตต์ และมีการขยายตัวในยุโรป โดยเฉพาะในออสเตรีย ฟินแลนด์ เยอรมนีและอังกฤษ ที่อังกฤษในช่วงที่ผ่านมามีการเติบโตของ

โรงไฟฟ้าความร้อน จากแสงอาทิตย์
ที่ฟาร์มแผงโซล่า ในเมือง Daggett แคลิฟอร์เนีย

ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลเป็นส่วนผสมเชื้อเพลิง (ใช้ชีวมวลเป็นส่วนน้อยเพื่อเสริมการใช้ถ่านหิน)

ก๊าซที่ได้จากกองขยะและการเผาไหม้ของกากของเสียมักทำให้เกิดต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่ำสุด อย่างไรก็ตาม ก๊าซที่ได้จากกองขยะในยุโรปจะมีน้อยลง เนื่องจากในอนาคตจะมีพื้นที่ทิ้งขยะเช่นนี้น้อยลง อันเป็นผลมาจากกฎหมายเกี่ยวกับที่ทิ้งขยะ พลังงานจากภาคของเสียควรส่งผลให้มีการทิ้งขยะน้อยลง และให้นำไปผลิตเป็นพลังงานมากขึ้น ผู้ผลิตจะได้รับค่าตอบแทนในการรับของเสียไปและจะได้รับประโยชน์ตรงนั้น แต่การหาสถานที่เก็บขยะเหล่านั้นน่าจะไม่ง่าย การเติบโตของการผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้จึงล่าช้าเนื่องจากไม่สามารถขอความยินยอมให้กับการวางแผนโครงการได้

โรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่มีขนาดเล็ก (โดยทั่วไปจะมีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์) จะไม่ประสบกับปัญหาทางเทคนิคในระหว่างการก่อสร้างเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ปัญหาสำคัญคือการขนย้ายขยะจำนวนมากในระยะทางไกล ๆ และในกรณีที่เป็นพืชพลังงาน จะต้องจัดหาที่ดินเพื่อเพาะปลูกอย่างพอเพียงใกล้กับโรงไฟฟ้า ต้นทุนการติดตั้งแตกต่างกันไปมาก ตั้งแต่ 30 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมงสำหรับก๊าซจากกองขยะและโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดใหญ่ไปจนถึง 90 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมงสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซขั้นสูง ซึ่งคาดว่าจะมีต้นทุนต่ำลงภายในปี 2563 เพื่อความสม่ำเสมอของข้อมูล เราได้นำเสนอข้อมูลของโรงไฟฟ้าทั้งสองประเภทที่ได้จากสำนักงานพลังงานแห่งเดนมาร์ก [150]

- โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (มากถึง 400 เมกะวัตต์) จะเผาเศษวัสดุจากอุตสาหกรรมไม้หรือป่าไม้ และเศษวัสดุจากการเกษตร (ฟางข้าว) โดยมักจัดส่งเชื้อเพลิงมาเป็นก้อน
- โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซซึ่งมีประสิทธิภาพสูง จะมีเชื้อเพลิงเป็นเศษชิ้นไม้ วัสดุเหลือใช้จากอุตสาหกรรมไม้ ฟางข้าวและพืชพลังงาน

สหภาพยุโรปประมาณว่ากำลังผลิตในปี 2553 จะเท่ากับ 230 เทอร์ราวัตต์ชั่วโมง แสดงว่าเชื้อเพลิงชนิดนี้มีศักยภาพสูง แต่อาจไม่มีการนำมาใช้งานมากนัก (ตาราง 4.2)

โครงการล่าสุด: Simmering, Vienna, ออสเตรีย เริ่มการก่อสร้างตุลาคม 2549 กำลังผลิต 23.4 เมกะวัตต์ (ฤดูร้อน) 15 เมกะวัตต์บวก 37 เมกะวัตต์ (ความร้อน) ในช่วงฤดูหนาว เชื้อเพลิงที่ใช้ประกอบด้วยเศษไม้จากป่า ต้นทุนการก่อสร้าง 52 ล้านยูโร ที่มาของข้อมูล Modern Power Systems, June 2006 and www.oekonews.at: Modern Power Systems, June 2006 and www.oekonews.at

พลังงานความร้อนใต้พิภพ บริเวณที่มีพลังงานความร้อนใต้พิภพมากที่สุดอยู่ที่ริมขอบมหาสมุทรแปซิฟิกโดยเฉพาะในนิวซีแลนด์และฟิลิปปินส์ สหรัฐฯ ไอซ์แลนด์และอิตาลี ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากความร้อนใต้พิภพสูงสุด ในสหภาพยุโรปยกเว้น ฝรั่งเศส เยอรมนี และเบลเยียมมีหลายโครงการที่นำความร้อนมาใช้และส่วนหนึ่งใช้ไปเพื่อผลิตไฟฟ้า โครงการส่วนใหญ่จะใช้น้ำร้อนจากใต้ดิน แต่มีงานวิจัยเพื่อพัฒนากระบวนการขุดเจาะ เพื่อใช้หินร้อนเป็นแหล่งผลิตความร้อน และช่วยเป็นตัวนำความร้อน ต้นทุนการติดตั้งแตกต่างกันมากขึ้นอยู่กับระดับความลึกที่ต้องขุดเจาะและสัญญาในช่วงที่ผ่านมาระบุต้นทุนตั้งแต่ราคา 1,000 ยูโร/กิโลวัตต์ (คอสตาริกา) ไปจนถึง 3,000 ยูโร/กิโลวัตต์ (แคนาดา นิวซีแลนด์) ต้นทุนการติดตั้งจะขึ้นอยู่กับระดับความลึกของการขุดเจาะและอุณหภูมิของน้ำที่ขึ้นมายังผิวดิน สมาคมพลังงานความร้อนใต้พิภพ [151] ชี้ว่าต้นทุนไฟฟ้าของโครงการส่วนใหญ่จะอยู่ที่ 44-60 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง

โครงการล่าสุด (อยู่ระหว่างวางแผน) โรงไฟฟ้าขนาด 25.5 เมกะวัตต์ที่แคลิฟอร์เนียซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 200 กิกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี ต้นทุนที่ประมาณ 90 ล้านเหรียญ ที่มาของข้อมูล Western Geopower Corp.

กระแสน้ำขึ้นลง (Tidal barrages) แม้ว่าพลังงานน้ำขึ้นน้ำลงจะมีความเป็นไปได้ในเชิงเทคนิค แต่ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้ายังมีระดับค่อนข้างต่ำ ส่งผลให้ต้นทุนการติดตั้งสูง ฝรั่งเศสมีโรงงานผลิตไฟฟ้าจากน้ำขึ้นน้ำลงขนาดใหญ่ในเชิงพาณิชย์เพียงแห่งเดียว (240 เมกะวัตต์) แคนาดามีโครงการเล็กกว่านั้น (20 เมกะวัตต์) และมีแผนการจะเพิ่มกำลังผลิต อินเดีย ออสเตรเลียและจีน ก็กำลังพิจารณาศักยภาพในส่วนนี้ โครงการขนาดใหญ่ในอังกฤษอย่างโครงการไฟฟ้าจากน้ำขึ้นน้ำลง Severn อยู่ระหว่างการก่อสร้างเป็นเวลาหลายปีแล้ว โดยมีต้นทุนการติดตั้งตามตาราง 4.4

โครงการที่เดินเครื่องอยู่ ตั้งแต่ปี 2509 ได้แก่โครงการ La Rance ฝรั่งเศสซึ่งมีความยาวของทำนบ (barrage) 750 เมตร มีกำลังผลิต 240 เมกะวัตต์ ความสูงของคลื่นโดยเฉลี่ย 8 เมตร ผลิตไฟฟ้าได้ 438-600 กิกะวัตต์ชั่วโมง โครงการปรับปรุงระยะ 10 ปีใกล้สิ้นสุดลง ที่มาของข้อมูล EdF and Second international symposium on wave and tidal energy, Cambridge, England, 1981. BHRA Fluid Engineering

พลังงานหมุนเวียน
ทรัพยากร เศรษฐศาสตร์และความเป็นไปได้ - ต่อ

ตาราง 4.3 ข้อมูลปัจจุบันของต้นทุนการติดตั้ง สมรรถนะและต้นทุนการผลิตของพลังงานหมุนเวียน

เทคโนโลยี	ต้นทุนการติดตั้งต่อหน่วย	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า, %	ต้นทุนการผลิตต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง				ราคาตามสัญญา
			อัตราส่วนลด 5%	อัตราส่วนลด 8%	ภาษีศุลกากรของเยอรมนี	ภาษีศุลกากรของไอร์แลนด์	
พลังงานลมบนฝั่ง	1000-1200	15-30	46-72	56-88	84 สำหรับระยะเวลา 5 ปี จากนั้นปรับเป็น 53	57	45 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง แคนาดา
พลังงานลมนอกชายฝั่ง	1800	33-40	52-63	64-77	91 สำหรับระยะเวลา 12 ปี จากนั้นปรับเป็น 62		67-69 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง เดนมาร์ก
พลังน้ำ	100-1800	50-75	17-43	22-53	37-97 (1)	72	
พลังงานแสงอาทิตย์ (PV)	4900-5400	8-16	316-697	393-865	540-570 (1)		
ความร้อนใต้พิภพ	2000-3400	75-95	1-53	38-65	72-150 (1)		46 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง แคลิฟอร์เนีย
ชีวมวลขนาดใหญ่	1300	89	18	23	39-89 (2)	72	
ชีวมวลแบบก๊าซ	3500	85	56	67		70	

หมายเหตุ: 1.ขึ้นอยู่กับขนาด 2.ขึ้นอยู่กับประเภท

พลังงานคลื่น ในปัจจุบันมีความก้าวหน้าด้านงานวิจัยเกี่ยวกับพลังงานคลื่นซึ่งเริ่มตั้งแต่ช่วงกลางทศวรรษ 1970 ในอังกฤษ (ซึ่งโครงการต้องชะลอไปตั้งแต่ 2525-2542) นอร์เวย์ เดนมาร์ก ญี่ปุ่นและสหรัฐฯ เครื่องผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เครื่องแรกอยู่ระหว่างการทดสอบและต้นทุนการติดตั้งจะอยู่ที่ 1,500-2,500 ยูโร/กิโลวัตต์ อย่างไรก็ตาม เรายังไม่มีข้อมูลด้านสมรรถนะมากพอที่จะนำมาประกอบในต้นทุนการติดตั้งในตาราง 4.4

ต้นทุนของพลังงานคลื่นในอนาคตจะขึ้นอยู่กับว่ามีการพัฒนาเทคโนโลยีรวดเร็วเพียงใด Sorensen [152] เสนอว่าเป้าหมาย “น่าจะอยู่ต่ำกว่า 1,430 ยูโร/กิโลวัตต์” ภายในปี 2559 ในขณะที่ Ragwitz [153] และคณะเสนอว่าต้นทุนสำหรับปี 2563 จะลดลงเหลือ 60% ของต้นทุนในปี 2545 จากการประมาณข้างต้น ต้นทุนการติดตั้งจึงน่าจะอยู่ระหว่าง 900-1,500 ยูโร/กิโลวัตต์ และมีการนำมาใช้เพื่อคำนวณต้นทุนการติดตั้ง ข้อมูลที่ได้สอดคล้องกับข้อมูลตามรายงานของ Carbon Trust เมื่อปี 2549 ซึ่งอ้างอิงตัวเลขต้นทุนการติดตั้งตามกำลังผลิตสะสม และตัวเลขของทบวงการพลังงานระหว่างประเทศในปี 2546 ซึ่งเสนอว่าภายในปี 2573 จะสามารถลดต้นทุนการติดตั้งเหลือ 1,000 ยูโร/กิโลวัตต์

โครงการที่อยู่ระหว่างการวางแผน Off Pavoa de Varzim, ตอนเหนือของโปรตุเกส Three ‘Pelamis’ P-750kW machines แต่ละเครื่องมีความยาว 150 เมตรและเส้นผ่าศูนย์กลาง 3.5 เมตร ต้นทุน 8 ล้านยูโร ที่มาของข้อมูล Ocean Power Delivery Ltd.

พลังงานกระแสคลื่นที่เกิดจากน้ำขึ้นน้ำลง (Tidal stream energy) พลังงานกระแสคลื่นที่เกิดจากน้ำขึ้นน้ำลงและกระแสคลื่นทั่วไปสามารถนำมาใช้ในลักษณะเดียวกับพลังงานลมได้ โดยเฉพาะในพื้นที่ซึ่งมีลักษณะที่เหมาะกับการขึ้นลงของน้ำ (พลังงานกระแสคลื่นที่เกิดจากน้ำขึ้นน้ำลงหมายถึงกระแสคลื่นที่เกิดจากการขึ้นลงของระดับน้ำ ในขณะที่กระแสคลื่นทั่วไปมักมีความสม่ำเสมอมากกว่า) ข้อได้เปรียบของเทคโนโลยีนี้คือ พลังงานที่ได้จะสามารถคำนวณได้อย่างแม่นยำ ผลกระทบด้านวิสัยทัศน์แทบไม่มีเลย และแทบจะไม่รบกวนด้านสิ่งแวดล้อมเลย แม้ว่าทรัพยากรส่วนนี้จะมีอยู่มาก แต่การนำมาใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์กระแสคลื่นต้องมีความเร็วอย่างน้อย 2 เมตร/วินาทีหรือมากกว่านั้น ซึ่งทำให้พื้นที่ที่เหมาะสมมีน้อยลง เช่นเดียวกับพลังงานคลื่น ข้อมูลในปัจจุบันเกี่ยวกับต้นทุนและสมรรถนะของพลังงานแบบนี้มีอยู่จำกัด การพยากรณ์ต้นทุนการติดตั้งในอนาคตมีความคล้ายคลึงกับพลังงานคลื่นและอื่น ๆ ซึ่งมีความไม่แน่นอนมากและยังต้องใช้ข้อมูลเท่าที่มีอยู่

โครงการล่าสุด (อยู่ในขั้นการวิจัยและพัฒนา) โครงการ Lynmouth, Devon อังกฤษ ติดตั้งเมื่อปี 2546 และอยู่ระหว่างการทดสอบ มีตัวหมุนเส้นผ่าศูนย์กลางขนาด 11 เมตรซึ่งใช้ในเชิงพาณิชย์ คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ 300 กิโลวัตต์ โดยทำงานกับน้ำขึ้นน้ำลงในทิศทางเดียวเท่านั้น ต้นทุน 3.4 ล้านปอนด์

ต้นทุนไฟฟ้า

ต้นทุนและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน ตาราง 4.3 สรุปต้นทุนและสมรรถนะหลักของระบบพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน “ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้ามักหมายถึงสัดส่วนระหว่างผลผลิตเฉลี่ยต่อผลผลิตที่ควรจะเป็น”

ต้นทุนที่อ้างถึงข้างต้นแสดงให้เห็นลักษณะของโครงการหลายแบบ แต่อาจไม่ครอบคลุมทุกโครงการ ยกตัวอย่างเช่น ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของพลังงานลมมีตั้งแต่ 12-51%

ต้นทุนการผลิตได้มาจากการใช้อัตราส่วนลดแบบทดลอง 2 ค่าคือ 5% และ 8% ตัวเลขต่ำสอดคล้องกับข้อมูลของทบวงการปรมาณูระหว่างประเทศ ส่วนตัวเลขหลังเป็นตัวเลขปรับปรุงล่าสุดตามเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาขึ้นมาและเป็นการลงทุนของภาคเอกชน ระยะเวลาการชำระคืนเงินต้นอยู่ที่ 20 ปี ในตารางยังระบุอัตรา “พิกัดภาษีสำหรับจ่ายไฟเข้าระบบ” เพื่อใช้คำนวณต้นทุนในคอลัมน์ด้านหน้า เป็นที่สังเกตว่าความเร็วลมในเยอรมนีต่ำ ส่งผลให้มีการจ่ายภาษีสูงมาก ตัวเลขส่วนอื่นได้มาจากราคาที่ปรากฏในสัญญาจริง เท่าที่หาข้อมูลได้

ต้นทุนการผลิตของพลังงานน้ำ ความร้อนใต้พิภพ ชีวมวลและน้ำขึ้นน้ำลง น่าจะไม่เปลี่ยนแปลงไปมากจนถึงปี 2563 แม้ว่าต้นทุนโรงไฟฟ้าพลังน้ำและความร้อนใต้พิภพอาจลดลงบ้าง แต่ก็ถัวเฉลี่ยไปกับต้นทุนที่สูงขึ้นของแหล่งทรัพยากรที่มีคุณภาพน้อยลง การคำนวณต้นทุนการผลิตในอนาคตของชีวมวลทำได้ยาก เนื่องจากต้องพึ่งพากับการอุดหนุนด้านเกษตรและด้านอื่น ๆ มาก

เทคโนโลยีบางอย่างน่าจะมีการลดลงของต้นทุนการผลิตอย่างมาก ตาราง 4.4 สรุปต้นทุนการผลิตโดยประมาณสำหรับปี 2563 ตามที่มาของข้อมูลที่ปรากฏในตาราง

ตาราง 4.4 ข้อมูลสำหรับปี พ.ศ.2563: ต้นทุนการติดตั้ง สมรรถนะ และต้นทุนการผลิตของพลังงานหมุนเวียน

เทคโนโลยี	ต้นทุนการติดตั้งต่อหน่วย	ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า, %	ต้นทุนการผลิตต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง	
			5% tdr	8% tdr
พลังงานลมบนฝั่ง	760-900	16-25	35-55	43-67
พลังงานลมนอกชายฝั่ง	1200	33-40	35-42	42-51
พลังงานแสงอาทิตย์ (PV)	4900-5400	8-16	316-697	393-865
พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์	1000-1280	21-30	35-54	58-68
ชีวมวลแบบก๊าซ	2250	97	36	43
พลังงานคลื่น/พลังงานกระแสคลื่นที่เกิดจากน้ำขึ้นน้ำลง	900-1500	30	28-47	43-72
พลังงานน้ำขึ้นน้ำลง	1584	32	60 (1)	106

หมายเหตุ:
1. ในกรณีที่มีการชำระคืนเงินทุนในเวลา 40 ปีซึ่งน่าจะเป็นโครงการที่เป็นของรัฐ

การผนวกรวมกับระบบพลังงานหลัก พลังงานลม คลื่นและแสงอาทิตย์มีความผันผวน และมักไม่สามารถพยากรณ์ได้ พลังงานที่เกิดจากน้ำขึ้นน้ำลงทั้งสองรูปแบบมีความผันผวนแต่สามารถพยากรณ์ได้ ในขณะที่พลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ มีความสม่ำเสมอกว่า อย่างไรก็ตาม ผลกระทบจากความผันผวนเหล่านี้มีน้อยมาก โปรดสังเกตว่าผลผลิตจากการผลิตพลังงานเหล่านี้มักหยุดเป็นช่วงมากกว่าที่จะผันผวนตามระยะเวลา เนื่องจากต้องมีการตัดโรงไฟฟ้าจากระบบเป็นช่วง ๆ ในกรณีที่มีข้อผิดพลาดด้านกลไกกระแสไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ นอกจากนั้น ความต้องการของผู้บริโภคก็ไม่สามารถพยากรณ์ได้เลย ดังนั้นผู้ผลิตจะต้องมีระบบกันสำรองไฟฟ้าที่ช่วยแก้ปัญหาในกรณีที่อุปสงค์ไม่สอดคล้องกับอุปทาน ในกรณีที่ระบบดำเนินไปโดยต้องพึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียนซึ่งไม่สามารถพยากรณ์ได้จำนวนมาก ประเด็นสำคัญก็คือความไม่แน่นอนที่เพิ่มขึ้น ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการกันสำรองเพิ่มเติมและต้นทุน งานศึกษาหลายชิ้นทั่วโลกได้คำนวณต้นทุนเพิ่มเติมเนื่องจากการกันสำรอง ซึ่งน่าจะอยู่ที่ประมาณ 4 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง สำหรับพลังงานลม ในขณะที่ลมสามารถจ่ายไฟได้ 20% ของไฟฟ้าทั้งหมด งานศึกษาอย่างละเอียดในเรื่องนี้มีการตีพิมพ์โดยทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ

สรุป

ไฟฟ้าพลังน้ำและพลังงานลมน่าจะมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นมากที่สุดสำหรับการผลิตไฟฟ้าในปี 2563 โดยคาดว่าจะมีปริมาณไฟฟ้าจากแต่ละแหล่ง 2000 เทอร์ราวัตต์ชั่วโมง ขึ้นอยู่กับอัตราการเติบโตของพลังงานลม เทคโนโลยีแต่ละแบบดังกล่าวน่าจะมีต้นทุนการผลิตประมาณ 40-50 ยูโร/เมกะวัตต์ชั่วโมง ซึ่งใกล้เคียงกับนิวเคลียร์ ก๊าซและถ่านหิน แม้จะขึ้นอยู่กับราคาของคาร์บอนในช่วงเวลานั้น โอกาสของไฟฟ้าจากความร้อนของแสงอาทิตย์ คลื่นและกระแสน้ำขึ้นน้ำลงมีความไม่แน่นอนมากกว่า แต่ต้นทุนการผลิตก็อาจใกล้เคียงกับเชื้อเพลิงฟอสซิล แม้ว่าต้นทุนการผลิตของไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (PV) จะดูค่อนข้างสูง แต่ก็มีศักยภาพอย่างมากทั่วโลก โดยเฉพาะการนำไปใช้กับบ้านเรือนและการนำไปใช้โดยไม่ผ่านระบบสายส่ง ในขณะที่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งเชื้อเพลิงอื่นน่าจะมีราคาแพง การลดลงของต้นทุนพลังงานลมและไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์สะดุดลงเมื่อเร็ว ๆ นี้ แต่คาดว่าจะดีขึ้นในระยะต่อไป เนื่องจากเทคนิคการผลิตที่พัฒนาขึ้น การติดตั้งโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ขึ้น และผลจากการวิจัยและพัฒนา การลดลงของต้นทุนที่ชะลอตัวส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากราคาอุปกรณ์ที่สูงขึ้น แต่การเพิ่มของราคาอุปกรณ์ก็จะส่งผลกระทบต่อพลังงานนิวเคลียร์เช่นเดียวกัน เนื่องจากเป็นโครงการที่ต้องใช้เงินลงทุนมาก

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
การส่งออกเครื่องปฏิกรณ์

เครื่องปฏิกรณ์แบบพลเรือนผลิตไฟฟ้าให้กับ 31 ประเทศทั่วโลก และมีอยู่แปดประเทศที่เป็นผู้ส่งออกเทคโนโลยีชนิดนี้ได้แก่ ประเทศในกลุ่มอุตสาหกรรม G8 (แคนาดา, ฝรั่งเศส, เยอรมนี, ญี่ปุ่น, รัสเซีย, อังกฤษและสหรัฐฯ) บวกจีน มีประเทศ G8 เพียงประเทศเดียวที่ไม่ได้ส่งออกนิวเคลียร์คือ อิตาลี หลังจากการลงประชามติเมื่อปี 2530 อิตาลีก็ตัดสินใจยกเลิกการใช้พลังงานนิวเคลียร์ อังกฤษเองก็ไม่มีการพัฒนาและผลิตเครื่องปฏิกรณ์เชิงพาณิชย์อีกต่อไป ในขณะที่ฝรั่งเศสและเยอรมนีได้รวมตัวกันก่อตั้งเป็นบริษัท Areva ญี่ปุ่นยังไม่มีโอกาสเป็นผู้ส่งออกเครื่องปฏิกรณ์แม้ว่าจะพยายามเข้าประกวดราคาในหลายรายการ มีอยู่สองประเทศซึ่งอุตสาหกรรมนิวเคลียร์ระดับประเทศได้รับการพัฒนาขึ้นได้แก่ อินเดียและเกาหลีใต้

การรวมตัวของบริษัทผู้ผลิต Areva NP-Mitsubishi: Areva เกิดจากการรวมตัวกันของธุรกิจนิวเคลียร์ของ Framatome กับ Siemens เมื่อปี 2544 ในเดือนตุลาคม 2549 Areva และ Mitsubishi Heavy Industries ประกาศจับมือเป็นพันธมิตรเพื่อพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ยุคใหม่

Westinghouse-Toshiba: Westinghouse ถูกขายให้กับ BNFL ในปี 2541 ในช่วงเวลาดังกล่าว ธุรกิจนิวเคลียร์ของ ABB (ซึ่งมีความสามารถในเทคโนโลยี Combustion Engineering nuclear แล้ว) ก็ถูกซื้อโดย BNFL เป็นมูลค่า 485 ล้านเหรียญในปี 2543 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2549 Toshiba สามารถเอาชนะคู่แข่งและซื้อธุรกิจนิวเคลียร์ของ Westinghouse ได้ (รวมทั้งธุรกิจนิวเคลียร์ของ ABB) เป็นมูลค่า 5.4 พันล้านเหรียญ

GE-Hitachi: เป็นเวลาหลายทศวรรษ Hitachi พัฒนาเทคโนโลยีนิวเคลียร์ภายใต้สิทธิบัตรที่ได้รับจาก GE ในเดือนพฤศจิกายน 2549 GEและ Hitachi ประกาศรวมตัวเป็นพันธมิตรระดับโลก Hitachi และ GE แบ่งธุรกิจพลังงานนิวเคลียร์ออกเป็นสองส่วนซึ่งจะทำหน้าที่สร้าง บำรุงรักษาและพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โดยคาดว่าข้อตกลงการรวมตัวขั้นสุดท้ายจะแล้วเสร็จในช่วงต้นปี 2550 ถึงตอนนั้น Hitachi จะถือหุ้น 40% ซึ่งมาจาก GE จากสหรัฐฯ ได้อย่างน้อยอีก 80% ของธุรกิจที่มาจากญี่ปุ่น ส่วนที่เหลือจะเป็นของหุ้นส่วนชาวอเมริกัน

Atomic Energy Canada Limited: AECL ก่อตั้งขึ้นในปี 2495 และยังมีสถานะเป็นรัฐวิสาหกิจ (Crown Corporation) ในปัจจุบันมีข้อตกลงความร่วมมือกับหลายบริษัทได้แก่ Babcock and Wilcox, Bechtel, China National Nuclear Corporation, General Electric Nuclear Products (Canada), Hitachi, Siemens Canada และ SNC Lavalin

China National Nuclear Corporation: ในขณะที่จีนยังคงนำเข้าหรืออย่างน้อยเปิดให้มีการประกวดราคาก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ แต่จีนเองก็เริ่มก่อสร้างเครื่องปฏิกรณ์ของตนเอง และพัฒนาโรงงานแปรสภาพเชื้อเพลิงมากขึ้น ทั้งนี้โดยการทำงานผ่าน China National Nuclear Corporation

Atomstroyexport: อุตสาหกรรมพลังงานนิวเคลียร์ของรัสเซียหรืออดีตสหภาพโซเวียตส่งออกเครื่องปฏิกรณ์ไปทั่วโลก ส่วนใหญ่จะติดตั้งในยุโรป แต่ก็มีขายให้กับจีน อินเดียและอิหร่าน (ทั้งที่อยู่ระหว่างเดินเครื่องหรือกำลังก่อสร้าง) และคิวบากับลิเบีย (ยังสร้างไม่เสร็จ) บริษัทก่อสร้างที่สำคัญได้แก่ Atommash โดยในธุรกิจการส่งออกอุปกรณ์กำลังถูกขายให้กับ Atomstroyexport

Nuclear Power Corporation of India Ltd (NPCIL): ทำหน้าที่ทั้งออกแบบ ก่อสร้าง เริ่มเดินเครื่องและเดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบความร้อน

Korea Power Engineering Company (KOPEC): มีส่วนร่วมในการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ทั้งในฐานะเป็นหุ้นส่วนอย่างเช่นเป็นหุ้นส่วนกับ AECL และในฐานะผู้รับเหมาหลัก

พลังงานนิวเคลียร์และสถาบันการเงินนานาชาติ

แม้จะมีการส่งออกโครงการนิวเคลียร์ขนาดใหญ่หลายโครงการ แต่จนถึงปัจจุบันสถาบันการเงินนานาชาติยังไม่เคยให้เงินกู้กับโครงการพลังงานนิวเคลียร์อย่างจริงจังเลย

European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) EBRD เป็นสถาบันการเงินนานาชาติเพียงแห่งเดียวที่มีนโยบายให้เงินกู้กับโครงการพลังงานนิวเคลียร์ ในปี 2549 ธนาคารผ่อนคลายกฎการยืมเงินสำหรับโครงการนิวเคลียร์ ก่อนหน้านั้นธนาคารจะปล่อยกู้เฉพาะการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ให้เสร็จหรือการปรับปรุงโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ภายใต้เงื่อนไขที่ว่า “เป็นโครงการที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการปิดเครื่องปฏิกรณ์ที่มีความเสี่ยงสูงในประเทศดังกล่าว” อย่างไรก็ตาม ในเวลาต่อมามีการตัดเงื่อนไขข้อดังกล่าวออกไป ในปัจจุบันเงื่อนไขสำคัญที่ธนาคารใช้เพื่อพิจารณาปล่อยกู้ได้แก่

- ธนาคารจะไม่รับพิจารณาปล่อยกู้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์แห่งใหม่
- ธนาคารจะปล่อยกู้ให้เฉพาะการปรับปรุงระบบความปลอดภัยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่มีอยู่แล้ว
- จะปล่อยกู้ให้กับการจัดการกากกัมมันตรังสีและเชื้อเพลิงใช้แล้ว

เพื่อความปลอดภัยและมั่นคง

- โครงการนิวเคลียร์จะต้องมีคุณสมบัติสอดคล้องกับหลักเกณฑ์ด้านต้นทุนต่ำสุดเช่นเดียวกับโครงการอื่นที่ไม่ใช้พลังงานนิวเคลียร์ (รวมทั้งการพิจารณาถึงทางเลือกพลังงานอื่นและการจัดการอุปสงค์พลังงาน)

EBRD ประเมินผลสามโครงการได้แก่ การสร้างเครื่องปฏิกรณ์ Mochovce 1 และ 2 ในสโลวาเกียจนแล้วเสร็จ (2538); การสร้างเครื่องปฏิกรณ์ Khmelnitsky 2และ Rovno 4 (K2R4) ในยูเครน (2543) จนแล้วเสร็จ และการปรับปรุงโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ K2R4 (2547) อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมาธนาคารให้เงินกู้เพียงก้อนเดียว จำนวน 50 ล้านยูโร สำหรับโครงการส่วนที่สองของโรงไฟฟ้า K2R4

ธนาคารโลก ในปี 2541 ธนาคารโลกระบุในเว็บไซต์ว่า “ธนาคารไม่เคยให้ทุนสนับสนุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์” ในปี 2549 ธนาคารได้ขยายนโยบายนี้ขึ้นอีก

ถาม ธนาคารจะปล่อยกู้ให้กับพลังงานนิวเคลียร์หรือไม่ ถ้าไม่เพราะเหตุใด?

ตอบ ธนาคารไม่เคยปล่อยกู้ให้กับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ พลังงานนิวเคลียร์ไม่ปล่อยสารตกค้าง ซัลเฟอร์หรือก๊าซเรือนกระจกและดูเหมือนจะเป็นพลังงานสะอาด เป็นทางเลือกเพื่อทดแทนการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างไรก็ตาม แต่ก็เป็นโครงการที่มีการลงทุนมหาศาล โครงการนิวเคลียร์ใช้เวลาก่อสร้างนานมาก และใช้เวลาสำหรับการอนุมัติยาวนาน ขาดมาตรการที่ยั่งยืนในการจัดการของเสีย มีความเสี่ยงต่ออุบัติเหตุร้ายแรง อย่างเช่น กรณีเชอร์โนบิล ทั้งหมดทำให้เกิดความสงสัยต่ออนาคตของพลังงานนิวเคลียร์ นักลงทุนจึงไม่ค่อยสนใจกับโครงการที่มีมูลค่าการลงทุนสูงและมีความเสี่ยงมากเช่นนี้

โดยปรกติแล้วผู้ปล่อยกู้ให้กับโครงการนิวเคลียร์มักเป็นสถาบันเงินกู้ของผู้ผลิตเทคโนโลยีเอง และหน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออก

ถาม ในแง่ของราคาคาร์บอน ราคาคาร์บอนควรอยู่ระดับใดซึ่งจะทำให้ธนาคารเห็นด้วยว่าเราจำเป็นต้องใช้พลังงานนิวเคลียร์เพื่อต่อสู้กับภาวะโลกร้อน?

ตอบ ประเด็นที่ควรพิจารณาเกี่ยวกับพลังงานนิวเคลียร์ไม่ได้มีแค่เรื่องต้นทุนทางเศรษฐกิจเท่านั้น พลังงานนิวเคลียร์ไม่เป็นที่ยอมรับในหลายส่วนของโลก เนื่องมาจากความกังวลต่อความปลอดภัยของเครื่องปฏิกรณ์ การกำจัดกากของเสีย และการแพร่ขยายอาวุธนิวเคลียร์ ผลประโยชน์ที่ได้จึงมีความซับซ้อนและเราไม่สามารถเอาประโยชน์ที่ได้ในแง่ของคาร์บอนเพียงอย่างเดียวมาใช้ในการพิจารณาได้ ในคู่มือ Environment Assessment Sourcebook ธนาคารโลกให้ความเห็นต่อพลังงานนิวเคลียร์ดังนี้

- ธนาคารมีจุดยืนในแง่ที่เป็นแหล่งสุดท้ายของเงินกู้ยืม เงินทุนของธนาคารไม่ควรถูกใช้ไปเพื่อวัตถุประสงค์นี้
- เนื่องจากจำนวนบริษัทผู้ผลิตมีไม่มาก การจัดซื้อในลักษณะที่มีการแข่งขันอย่างเป็นสากลจึงไม่อาจทำได้
- ต้นทุนโครงการนิวเคลียร์มักเพิ่มสูงกว่าที่วางแผนไว้ 2-3 เท่าเสมอ มักมีความล่าช้าอย่างมาก และปัญหาในการก่อสร้างทำให้ผลผลิตที่ได้ต่ำกว่าความสามารถจริง
- เงื่อนไขทางเศรษฐศาสตร์มีความชัดเจน ภายใต้โครงสร้างต้นทุนที่เป็นอยู่ ธนาคารไม่สามารถปล่อยกู้ให้โครงการนิวเคลียร์ใหม่ได้ เพราะไม่มีความคุ้มทุน ในกรณีที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีความคุ้มทุนซึ่งมีโอกาสน้อยมาก ธนาคารก็จะไม่ปล่อยกู้ให้อยู่ดี เนื่องจากยังมีแหล่งเงินกู้อื่น ๆ ที่รองรับและในฐานะผู้ให้กู้รายสุดท้าย พวกเขาอาจไม่ต้องการเงินของธนาคารก็ได้

ธนาคารเพื่อการพัฒนาเอเชีย (Asian Development Bank: ADB) ADB มีความเห็นอย่างชัดเจนว่าไม่ควรปล่อยกู้ให้โครงการพลังงานนิวเคลียร์ ในนโยบายด้านพลังงานปี 2538 ธนาคารระบุว่า

การใช้พลังงานนิวเคลียร์ต่อไปในประเทศพัฒนาแล้วและกำลังพัฒนา และการขยายตัวของโครงการเหล่านี้จะต้องเกิดขึ้นโดยมีหลักประกันอย่างหนักแน่นว่า จะมีมาตรการทางเทคนิคและองค์กรที่มีประสิทธิภาพในการคุ้มครองสุขภาพและความปลอดภัยของสาธารณะ ทั้งยังจะต้องสร้างความมั่นใจให้กับสาธารณะและได้รับความสนับสนุนด้านการเมืองอย่างต่อเนื่อง ความซับซ้อนด้านเทคนิคของเทคโนโลยีพลังงานนิวเคลียร์เป็นอุปสรรคขัดขวางต่อความเข้าใจของสาธารณะ ทำให้สาธารณะชนไม่สามารถประเมินคำถามเกี่ยวกับความปลอดภัยด้วยตนเองได้ ธนาคารตระหนักดีถึงข้อมูลเหล่านี้ และที่ผ่านมาไม่เคยมีส่วนในการปล่อยกู้ให้กับโครงการพลังงานนิวเคลียร์ใด ๆ ในกลุ่มประเทศสมาชิกกำลังพัฒนา [Developing Member Countries: DMCs] เนื่องจากข้อกังวลหลายประการ ข้อกังวลเหล่านี้ประกอบด้วยประเด็นเกี่ยวกับการถ่ายทอดเทคโนโลยีนิวเคลียร์ ข้อจำกัดในการจัดซื้อ ความเสี่ยงในการแพร่ขยายอาวุธนิวเคลียร์ แหล่งเชื้อเพลิงอื่นที่มีอยู่และข้อจำกัดในการจัดซื้อ รวมทั้งแง่มุมด้านสิ่งแวดล้อมและความ

โรงไฟฟ้าใกล้กับเมือง Vilnius ลิธัวเนีย
ในวันอันหนาวเย็น

ปลอดภัย ธนาคารจะยังคงรักษานโยบายไม่เกี่ยวข้องกับการให้ทุนโครงการนิวเคลียร์ต่อไป

สถาบันการเงินนานาชาติหรือธนาคารเพื่อการพัฒนาระดับภูมิภาคอื่น ๆ ไม่ระบุถึงพลังงานนิวเคลียร์ในเอกสารนโยบายพลังงานของตนเองเลย และจนถึงปัจจุบันไม่เคยให้เงินกู้กับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เชิงพาณิชย์ ไม่ว่าจะเป็น

- European Investment Bank;
- InterAmerican Development Bank; และ
- African Development Bank.

หน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออก (Export credit agencies)

ประเด็นปัญหาเกี่ยวกับพลังงานนิวเคลียร์ทำให้สถาบันการเงินนานาชาติไม่ต้องการเข้ามาให้ทุนกับโครงการเหล่านี้ ด้วยเหตุดังกล่าว หน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออกของรัฐบาลจึงเข้ามาทำหน้าที่ค้ำประกันให้กับโครงการนิวเคลียร์หลายโครงการ ยกตัวอย่างเช่น มีผู้ให้ข้อมูลว่าธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าของสหรัฐฯ ให้เงินช่วยเหลือเป็นจำนวนมากกว่า 8 พันล้านเหรียญกับโครงการนิวเคลียร์นับตั้งแต่ทศวรรษ 1960 เป็นต้นมา ตาราง ก 1.1 ให้ข้อมูลเกี่ยวกับความเกี่ยวข้องของหน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออกกับโครงการนิวเคลียร์ทั่วโลก

ล่าสุดคือกรณีโรงไฟฟ้า Olkiluoto ที่ฟินแลนด์ ซึ่งเป็นกรณีที่อื้อฉาวเนื่องจากหน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออกของฝรั่งเศสและสวีเดนต่างทำหน้าที่ค้ำประกันเงินกู้ให้กับโครงการของประเทศใน

ตาราง ก 1.1 หน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออกให้ทุนโครงการนิวเคลียร์

	ประเทศผู้รับ	โครงการ
แคนาดา	จีน	Quinshan III
	โรมาเนีย	Cernavoda IและII
ฝรั่งเศส	จีน	Ling Ao 1และ
	ฟินแลนด์	2Olkiluoto
เยอรมนี	จีน	Lianyungang
อิตาลี	โรมาเนีย จีน เม็กซิโก	Cernavoda II
	จีน อินเดีย อิหร่าน	
ญี่ปุ่น	จีน	Quinshan IIและIII
	เม็กซิโก	Laguna Verdi
รัสเซีย	จีน	Lianyungang
	อินเดีย	Kudankulam
	อิหร่าน	Busher
อังกฤษ	จีน	Quinshan II
		Ling Ao
สหรัฐฯ	บุลแกเรีย	Kozloduy 5และ6
	จีน	Quinshan IIและIII
	สาธารณรัฐเช็ค	Temelín 1และ2

ที่มา: Financing Disaster [161]

สหภาพยุโรปเอง ซึ่งในปัจจุบันมีการยื่นข้อร้องเรียนและอยู่ระหว่างการไต่สวนของคณะกรรมาธิการแห่งยุโรปว่าด้วยความช่วยเหลือระหว่างรัฐ (European Commission State Aid)

European Renewable Energy Federation ซึ่งเป็นผู้ที่ยื่นข้อกล่าวหารายหนึ่งระบุว่า หน่วยงานสินเชื่อเพื่อการส่งออกสนับสนุนให้โครงการได้รับเงินกู้ในราคาถูกลง ซึ่งเป็นกลไกที่เสนอโดยทบวงการพลังงานระหว่างประเทศในรายงาน World Energy Outlook ที่มีการเสนอนโยบายมากมายเพื่อส่งเสริมพลังงานนิวเคลียร์ อย่างเช่น “การค้ำประกันเงินกู้เพื่อลดต้นทุนของเงิน”

ภาคผนวก ข
การให้ทุนสำหรับภาระรับผิดชอบระยะยาว

เกริ่นนำ

คนส่วนใหญ่คงคิดว่าต้นทุนการปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และการจัดการของเสียน่าจะมีอิทธิพลอย่างมากต่อต้นทุนพลังงานของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ พวกเขาคิดว่าตามหลักการ “ผู้ก่อมลพิษเป็นผู้จ่าย” หมายถึงว่าผู้บริโภคจะต้องจ่ายเงินเพื่อให้มีเงินมากพอสำหรับคนในรุ่นต่อไปที่จะต้องมาจัดการกับปัญหานี้ อย่างไรก็ตาม ดังที่อธิบายในบทที่ 2 การจัดการปัญหาเหล่านี้จะเกิดขึ้นในอีกหลายทศวรรษข้างหน้า หรืออีกกว่าศตวรรษข้างหน้าหลังจากการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า หรือหลังจากมีการขนย้ายเชื้อเพลิงใช้แล้วออกจากเครื่องปฏิกรณ์ นั่นหมายถึงว่าในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ทั่วไป เมื่อมีการ “หักลด” ต้นทุนและกำไรในอนาคตจะทำให้ต้นทุนส่วนนี้อยู่ในระดับยอมรับได้ และกลายเป็นต้นทุนต่ำมาก

หลักการคำนวณอัตราส่วนลดฟังดูมีเหตุผล ธนบัตรราคา 1 ปอนด์ที่ต้องจ่ายในวันนี้ย่อมมีน้ำหนักในทางการเงินมากกว่าธนบัตร 1 ปอนด์ที่จะต้องจ่ายในอีกหนึ่งปีข้างหน้า สมมติว่าเราสามารถนำเงินจำนวนนี้ไปลงทุนและทำให้เกิดอัตราดอกเบี้ยจริง 5% เราสามารถลงทุนเพียงเงิน 95 เซ็นต์ในวันนี้เพื่อที่จะมีเงินครบ 1 ปอนด์ในอีกหนึ่งปีข้างหน้า เพื่อนำมาเป็นค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ ในกรณีดังกล่าว มูลค่าหักส่วนลดของภาระหนี้ 1 ปอนด์ จึงเท่ากับ 95 เซ็นต์หรือคิดที่อัตราส่วนลด 5%

การส่งเสริมให้อุตสาหกรรมไฟฟ้ามีการแข่งขันทำให้มีการนำอัตราส่วนลดมาใช้กับโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มากขึ้น โดยในปัจจุบันมักใช้อัตราส่วนลดที่ 15% สำหรับโรงไฟฟ้าที่อยู่ในตลาดที่มีการแข่งขัน ในกรณีที่ใช้อัตราส่วนลดเช่นนี้กับความรับผิดชอบในระยะยาว เงินในส่วนนี้ก็จะ “สูญหาย” ไปในการคำนวณ ภาระรับผิดชอบ 1,000 ล้านปอนด์ (หมายถึงจำนวนเงินที่จะต้องใช้เพื่อการปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในอนาคต) ถ้ามีการปรับอัตราส่วนลดกระแสเงินสดแล้ว และคิดเป็นระยะเวลา 50 ปี มูลค่าที่หักอัตราส่วนลดในปัจจุบันจะเหลือเพียง 1 ล้านปอนด์ อย่างไรก็ตาม การนำอัตราส่วนลดมาใช้กับภาระรับผิดชอบประเภทนี้เป็นสิ่งไม่ถูกต้อง

“ผู้ก่อมลพิษ” มีหน้าที่ทางศีลธรรมที่จะต้องดำเนินการทุกอย่างเพื่อให้หน่วยงานที่ทำความสะอาดมลพิษมีเงินมากพอที่จะทำหน้าที่ของตนได้ ทั้งนี้โดยประกอบด้วยหน้าที่สามอย่างคือ

- การประเมินต้นทุนที่จะเกิดขึ้นควรเป็นการประเมินแบบอนุรักษ์นิยมหรือมองโลกในแง่ร้าย โดยเฉพาะในกรณีที่ไม่สามารถพยากรณ์ต้นทุนได้อย่างชัดเจน เราต้องทำเช่นนี้เพื่อเป็นหลักประกันว่าจะมีเงินมากพอในกรณีที่ต้นทุนจริงสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้มาก
- เงินทุนที่เก็บจากผู้บริโภคควรนำไปลงทุนด้านการเงินที่มีความเสี่ยงน้อย เพื่อหลีกเลี่ยงไม่ให้ต้องเสียเงินไปทั้งหมด การลงทุนเช่นนั้นย่อมมีอัตราดอกเบี้ยต่ำเป็นธรรมดา
- บริษัทเจ้าของโรงไฟฟ้าไม่ควรสามารถเข้าถึงเงินก้อนดังกล่าวได้ เว้นแต่เป็นการนำไปใช้เพื่อปลดระวาง

ประสบการณ์จากอังกฤษ

ประสบการณ์ของอังกฤษในการจัดการกับภาระรับผิดชอบระยะยาวนับว่าน่าสนใจ โดยต้นทุนในส่วนนี้มักถูกประเมินต่ำกว่าความจริงเสมอ และไม่มีการกำหนดมาตรการเพื่อคุ้มครองอย่างเพียงพอ

ผลลัพธ์ก็คือจนถึงปี 2549 อังกฤษมีภาระรับผิดชอบระยะยาวที่ต้องแบกรับประมาณ 75 พันล้านปอนด์ เงินจำนวนนี้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว อันเป็นผลมาจากความจำเป็นที่จะต้องปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แบบพลเรือน และในปัจจุบันมีเงินเหลือไม่เกิน 200-300 ล้านปอนด์ สำหรับค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ ตามแผนการในปัจจุบัน ความรับผิดชอบในส่วนนี้จะตกเป็นภาระของผู้เสียภาษีในอนาคต โดยงานในส่วนนี้จะต้องทำในระยะยาวถึง 140 ปี

Nuclear Decommissioning Authority (NDA) เป็นหน่วยงานซึ่งเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าทั้งหมดยกเว้นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์แปดแห่งที่ทันสมัยกว่าซึ่งเป็นของบริษัท British Energy ถ้าพิจารณารายละเอียดของภาระรับผิดชอบ เงินจำนวน 43 พันล้านปอนด์ ได้ถูกกันไว้สำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องปฏิกรณ์ซึ่งเป็นของ British Nuclear Fuels (BNFL) ที่เป็นรัฐวิสาหกิจ และอีกเกือบ 40 พันล้านปอนด์สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Sellafield เงินอีก 5 พันล้านปอนด์ถูกกันไว้ ซึ่งเดิมเคยเป็นโรงไฟฟ้าของ United Kingdom Atomic Energy Authority (UKAEA ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจเช่นกัน) อีกเกือบ 3 พันล้านปอนด์สำหรับโรงไฟฟ้า Dounreay เงินที่กันไว้สำหรับโรงไฟฟ้า Magnox มีจำนวนประมาณ 13 พันล้านปอนด์ สำหรับโรงไฟฟ้าของBritish Energy อีกประมาณ 8.6 พันล้านปอนด์และอีก 7 พันล้านปอนด์ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมซึ่งทาง NDA ระบุว่า เอาไว้ใช้สำหรับค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่จะเกิดขึ้นกับการจัดการ “กากของเสียที่มีกัมมันตรังสีต่ำ [low-level waste: LLW] ซึ่งสามารถนำไปบรรจุไว้ในที่เก็บใกล้ ๆ กับ Drigg และพื้นที่ซึ่งกลายเป็นพิษและลุกลามขยายวงกว้างกว่าที่คิดไว้แต่เดิม” เฉพาะภาระการปลดระวางของ British Energy ในระหว่างปี 2548 ถึง 2549 ก็เพิ่มขึ้นถึง 65%

โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่
เมือง Dukovary สาธารณรัฐเช็ค

อย่างไรก็ตาม ถ้าเราพิจารณาเงินจำนวน 20 พันล้านปอนด์สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เชิงพาณิชย์แล้ว มีโอกาสเป็นไปได้ว่าการกระทำข้างต้นเป็นความล้มเหลวในการคุ้มครองผู้บริโภค

จนถึงปี 2533 หน่วยงานซึ่งเดิมเป็นรัฐวิสาหกิจ Central Electricity Generating Board (CEGB) และ South Scotland Electricity Board (SSEB) ซึ่งดูแลโรงไฟฟ้าสามแห่งในสก็อตแลนด์ ได้กันเงินไว้จำนวน 3.8 พันล้านปอนด์ ซึ่งเป็นตัวเลขในทางบัญชี ในทางปฏิบัติจึงถือเป็นสินทรัพย์ของบริษัท อย่างไรก็ตาม เมื่อมีการแปรรูปอุตสาหกรรมไฟฟ้า (ซึ่งมีมูลค่าสินทรัพย์ลดลงเหลือหนึ่งในสามของมูลค่าสินทรัพย์เดิม) แรงจูงใจที่รัฐบาลจะกันรายได้ส่วนนี้ไว้มีน้อยลง แทนที่กระทรวงการคลังจะผลักภาระในส่วนนี้ให้กับผู้ที่เป็นเจ้าของโรงไฟฟ้ารายใหม่ของ Nuclear Electric and Scottish Nuclear พวกเขากลับแบกรับภาระส่วนนี้เอง เนื่องจากไม่สามารถขายโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ ทาง Nuclear Electric and Scottish Nuclear จึงยังมีสถานะเป็นของรัฐ

ปี 2533–2539 คาดว่า Nuclear Electric จะไม่สามารถหาเงินมาชำระต้นทุนและภาระหนี้ที่มีอยู่ได้ และเป็นเหตุให้ไม่สามารถอยู่ในตลาดหุ้นต่อไปได้ รัฐบาลจึงเสนอให้มีการอุดหนุนจากผู้บริโภคในรูปของภาษีเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel Levy: FFL) ซึ่งจะจ่ายให้กับ Nuclear Electric (ส่วนเงินอุดหนุนสำหรับ Scottish Nuclear มีการจัดสรรในอีกรูปแบบหนึ่ง) รัฐบาลสามารถจัดเก็บภาษี FFL ได้ประมาณ 1,000 ล้านปอนด์ต่อปี Michael Heseltine รัฐมนตรีกระทรวงการค้าและอุตสาหกรรมแถลงต่อรัฐสภาในปี 2535 ว่า เป็นเงินที่จะใช้เพื่อ “ค่าใช้จ่ายการปลดระวางโรงไฟฟ้าเก่าและไม่ปลอดภัย” ซึ่งเป็นข้อมูลไม่ถูกต้อง ในขณะที่รัฐมนตรีพลังงานกล่าวไว้อย่างถูกต้องในปี 2533 ว่า เงินจำนวนนี้มีขึ้นเพื่อทำให้บริษัท Nuclear Electric “มีสถานะเงินสดใสขึ้น” มากกว่า ไม่มีข้อกำหนดว่า Nuclear Electric จะใช้เงินจำนวนนี้อย่างไร และมีการนำเงินจำนวนนี้มาเสริมกระแสเงินสดของบริษัท มีการกันเงินเล็กน้อยเพื่อใช้ในการปลดระวาง ประมาณครึ่งหนึ่ง ส่วนที่เหลือทาง Nuclear Electric ใช้ไปสำหรับค่าใช้จ่ายในระยะสั้น อันที่จริงแล้ว Nuclear Electric อยู่ในสภาพล้มละลาย และใช้จ่ายเงินเล็กน้อยที่มีอยู่เพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าแบบน้ำอัดความดัน Sizewell B PWR ซึ่งทางบริษัทไม่สามารถหาเงินกู้มาชำระได้ เมื่อมีการนำเงินภาษี FFL มาใช้เป็นรายได้ส่วนหนึ่งของ Nuclear Electric ก็ต้องถือว่ารัฐบาลให้เงินอุดหนุนถึง 3,000 ล้านปอนด์สำหรับโรงไฟฟ้า Sizewell B ซึ่งก่อสร้างเสร็จเมื่อปี 2538 โดยใช้งบประมาณมากกว่า 3,000 ล้านปอนด์

อีกหนึ่งปีต่อมาในปี 2539 มีการแปรรูปโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่ทันสมัยกว่า เป็นโรงไฟฟ้าแบบ AGR 7 แห่งและโรงไฟฟ้า Sizewell B ในรูปบริษัทเอกชนแห่งใหม่คือ British Energy ซึ่งใช้เงินไปทั้งหมดประมาณ 1.7 พันล้านปอนด์ ราคาที่ต้องจ่ายให้กับการแปรรูปครั้งนี้น่าจะน้อยกว่าหนึ่งในสิบของการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อแทนโรงไฟฟ้าทั้ง 8 แห่งดังกล่าว แม้ว่า British Energy จะได้รับมอบโรงไฟฟ้าทั้งหมด แต่บริษัทก็ยังล้มละลายในปี 2545 และรัฐบาลอังกฤษต้องใช้เงินภาษีในอนาคตมาช่วยกอบกู้บริษัท คิดเป็นเงินมากกว่า 10 พันล้านปอนด์ โรงไฟฟ้าเก่าซึ่งยังเป็นของรัฐอยู่ภายใต้การบริหารงานของบริษัทที่ผู้ถือหุ้นเป็นรัฐบาลบริษัทใหม่ที่ชื่อ Magnox Electric

British Energy 2539–2548 รัฐบาลอังกฤษกำหนดให้มีการจัดสรรเงินทุนต่างหากเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการปลดระวางสำหรับบริษัท British Energy ทั้งนี้โดยการใช้เงินภาษี FFL จำนวน 227 ล้านปอนด์ อย่างไรก็ตาม เป็นที่ชัดเจนว่าถ้าจะให้มีกองทุนมากพอสำหรับภาระการปลดระวางโรงไฟฟ้าทุกโรง รัฐบาลจะต้องหาเงินมาจ่ายให้กับผู้ที่เข้ามาซื้อบริษัทเหล่านี้ ข้อเสนอเพื่อแก้ไขปัญหานี้ซึ่งมีการพูดถึงไม่มากนักคือการกำหนดให้มีการจัดสรรเงินทุนเฉพาะการปลดระวางขั้นที่ 2 และ 3 โดยการปลดระวางขั้นที่ 1 จะถูกกันออกจากกระแสเงินสดของบริษัท การปลดระวางขั้นที่ 1 เป็นขั้นตอนที่ค่อนข้างง่าย กล่าวคือเป็นการเคลื่อนย้ายแท่งเชื้อเพลิงออกจากเครื่องปฏิกรณ์ ซึ่งเป็นสิ่งที่ต้องทำตลอดอายุขัยของโรงไฟฟ้าอยู่แล้ว เมื่อทำการปลดระวางขั้นที่ 1 เสร็จแล้ว บริษัทสามารถปลดคนงานในส่วนนั้นได้ (เนื่องจากโรงไฟฟ้าไม่มีความเสี่ยงจากการทำปฏิกิริยานิวเคลียร์แล้ว) จึงเป็นงานที่มักทำอย่างรวดเร็วที่สุด ในกรณีที่สามารถจัดหาสถานที่เพื่อเก็บเชื้อเพลิงเหล่านั้นได้ ต้นทุนสำหรับการปลดระวางขั้นที่ 1 คิดเป็นเพียงประมาณ 10% ของต้นทุนการปลดระวางทั้งหมด การปลดระวางขั้นที่ 2 เป็นขั้นตอนที่มักต้องทำเป็นปรกติอยู่แล้ว กล่าวคือการกำจัดซากอาคารที่ไม่ปนเปื้อนหรือปนเปื้อนกัมมันตรังสีระดับต่ำ ซึ่งคิดเป็นประมาณ 30% ของต้นทุนที่ยังไม่มีส่วนลด ในแง่เศรษฐกิจ ทางบริษัทจะพยายามชะลอขั้นตอนนี้ออกไปให้นานที่สุด ทั้งนี้เพื่อให้เงินส่วนที่กันไว้มีดอกผลจากดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น ทำให้ไม่ต้องกันเงินอีกส่วนหนึ่งมารองรับความเสี่ยงตรงนี้

การปลดระวางขั้นที่ 3 เป็นขั้นตอนที่มีค่าใช้จ่ายมากที่สุดและทำได้ยาก โดยต้องมีการตัดแยกและกำจัดชิ้นส่วนที่มีการปนเปื้อน ต้องมีมาตรการปกป้องคนงานไม่ให้ได้รับกัมมันตรังสี และต้องควบคุม

ไม่ให้เกิดกากของเสียกัมมันตรังสีมากเกินไป ต้นทุนส่วนนี้คิดเป็น 60% ของภาระความเสี่ยง

สมมติว่ามีการปลดระวางขั้นที่ 1 โดยทันที และขั้นที่ 2 ในอีก 40 ปีต่อมา และขั้นที่ 3 ในอีก 70 ปีต่อมา และสมมติว่าเงินทุนที่กันไว้มีดอกผลงอกเงยในอัตรา 3.5% ภาพของต้นทุนที่มีส่วนลดจะต่างไปมาก การปลดระวางขั้นที่ 1 จะคิดเป็น 43% ของต้นทุนที่ปรับลดแล้ว ขั้นที่ 2 33% และขั้นที่ 3 23% ต้นทุนที่ปรับลดแล้วทั้งหมดจะมีจำนวนไม่ถึงหนึ่งในสี่ของต้นทุนที่ยังไม่ปรับลด และต้นทุนที่ปรับลดแล้วในขั้นตอนที่ 3 จะมีจำนวนน้อยกว่า 10% ของต้นทุนที่ยังไม่ปรับลด "มาตรการแก้ไขปัญหา" ดังกล่าว ช่วยให้ British Energy สามารถชำระเงินประมาณ 18 ล้านปอนด์ต่อปีให้กับกองทุนเพื่อรองรับความเสี่ยงเหล่านี้ (รวมทั้งขั้นที่ 1) ซึ่งในขณะนั้นคำนวณว่าอยู่ที่ประมาณ 5,000 ล้านปอนด์

สิ่งที่คนคิดว่า British Energy จะมีกระแสเงินสดมากพอเพื่อชำระค่าใช้จ่ายทุกอย่างกลับไม่เกิดขึ้น เมื่อบริษัทประสบภาวะล้มละลายในปี 2545 อันที่จริง คณะกรรมการกำกับดูแลกองทุนเพื่อการปลดระวาง (Nuclear Generation Decommissioning Fund: NDF) ดูเหมือนจะเตรียมการล่วงหน้าสำหรับการล้มละลายของ British Energy โดยมีการออกจดหมายแทงหนี้สูญอันเนื่องมาจากการล้มละลายของ British Energy เนื่องจากในขณะนั้นทางบริษัทไม่สามารถแม้แต่จะชำระเงินก้อนเล็กให้กับ NDF ได้ รัฐบาลใช้เงินภาษีของประชาชนเพื่อกอบกู้ British Energy และเปิดบริษัทใหม่อีกครั้งในเดือนมกราคม 2548 ในรายงานประจำปีฉบับสุดท้ายของ British Energy (2546/47) ก่อนที่จะเปิดตัวบริษัทใหม่ เงินที่เหลืออยู่ในกองทุนที่ NDF ดูแลมีอยู่ประมาณ 440 ล้านปอนด์

BNFL 2539–2548 เงินภาษี FFL ที่ยังไม่ถูกใช้ส่วนใหญ่ (ประมาณ 2.7 ล้านปอนด์) ได้ถูกส่งต่อให้กับ Magnox Electric ซึ่งเป็นเจ้าของคนใหม่ของโรงไฟฟ้า Magnox เนื่องจากโรงไฟฟ้า Magnox มีค่าใช้จ่ายสูงมากในการปลดระวางและใกล้ที่จะต้องถูกปลดระวาง จึงมีความต้องการเงินค่าปลดระวางเร่งด่วนกว่าโรงไฟฟ้าของ British Energy ในปี 2541 Magnox Electric กลายเป็นส่วนหนึ่งของ BNFL เงินทุนส่วนที่ยังไม่ถูกใช้ถูกจำแนกในบัญชีบริษัท BNFL ให้เป็น Nuclear Liabilities Investment Portfolio (NLIP) และมีการนำไปลงทุนเพื่อไม่ให้สูญเสียคุณค่าของเงิน ในปี 2547 เมื่อ BNFL จ่ายเงินสมทบพร้อมกับดอกเบี้ย กองทุนนี้เติบโตขึ้นมากกว่า 4,000 ล้านปอนด์เล็กน้อย อย่างไรก็ตาม เงินส่วนนี้มีความผูกพันกับธุรกิจของ BNFL อย่างมาก นอกจากนั้น BNFL ต้องประสบกับปัญหาการเงินรุนแรงขึ้น เนื่องจากไม่สามารถชำระภาระหนี้ได้ และได้รับอนุญาตให้ทำการค้าต่อไปได้ โดยได้รับการค้ำประกันจากรัฐบาล (Secretary of State's Undertaking)

สุดท้ายรัฐบาลหมดความอดทนกับ BNFL และในปี 2546 ได้ตัดสินใจขายโรงไฟฟ้าของ BNFL ทั้งหมดให้กับ NDA โดยยังคงรักษาหน่วยงานบริหารสองหน่วยเอาไว้ ทั้งยังขายให้กับ Westinghouse (ซึ่งต่อมาก็ถูกขายให้กับ Toshiba ในปี 2549) และขายให้กับ BNG (ซึ่งคาดว่าจะมีการแปรรูปในปี 2550) BNG ต้องแข่งขันเพื่อให้สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่เดิมเป็นของ BNFL ได้ กระทรวงการคลังจัดให้รายได้ของ NLIP เป็นของตนเองอย่างลับ ๆ เท่ากับเป็นการทิ้ง IOU เอาไว้ซึ่งเป็นการกระทำที่เปล่าประโยชน์ เพราะสุดท้ายรัฐบาลมีหน้าที่ต้องหาเงินมาชำระค่าปลดระวางอยู่ดี ในกรณีที่ไม่มีเงินกองทุนใดเหลืออยู่

NDA หลังจากปี 2548 ในปัจจุบัน NDA ไม่สามารถหาผู้ค้ำประกันเพื่อกู้เงินได้ และต้องแข่งขันกับผู้สมัครรายอื่น ๆ เพื่อขอกู้เงินจากกระทรวงการคลัง เมื่อมีการก่อตั้ง NDA ขึ้นมามีการพูดคุยกันมากเกี่ยวกับมาตรการที่จะค้ำประกันเงินรายได้ อย่างเช่น การจัดตั้งเป็นกองทุนต่างหากและการให้ทุนสนับสนุนเป็นเวลา 10 ปี แต่สุดท้าย กระทรวงการคลังเลิกให้ความสนับสนุน จึงไม่มีการจัดตั้งเป็นกองทุนต่างหากขึ้นมา และเงินทุนที่ได้ก็มีอยู่แค่ระยะสามปีเท่านั้น

NDA มีแผนการที่ทะเยอทะยานและน่าชื่นชมที่จะลดกรอบเวลาการปลดระวางโรงไฟฟ้า Magnox ซึ่งเดิมคาดว่าต้องใช้เวลามากกว่า 100 ปีให้เหลือเพียง 25 ปี หลังจากปิดการเดินเครื่องแล้ว ซึ่งจะมีผลกระทบอย่างมากต่องบประมาณของรัฐ การปลดระวางซึ่งในปัจจุบันน่าจะเลื่อนออกไปโดยไม่มีกำหนดจะทำให้รัฐบาลต้องมีงบประมาณที่ต่อเนื่องในทศวรรษหน้า ทั้งนี้เพื่อปลดระวางโรงไฟฟ้า Magnox ซึ่งในปัจจุบันได้หยุดเดินเครื่องไปแล้ว (ประมาณ 15 ปีก่อน) ให้สำเร็จลงได้ ต้นทุนที่ไม่มีการปรับลดในขั้นที่ 3 จะเพิ่มขึ้นอย่างมาก เนื่องจากจะมีกากของเสียให้กำจัดมากกว่าเดิมมาก ยกตัวอย่างเช่น งานซึ่งต้องใช้มนุษย์ทำเป็นเวลา 60 ปีหลังจากปิดโรงไฟฟ้าแล้ว อาจกลายเป็นงานที่ต้องใช้หุ่นยนต์ทำแทน เราต้องจับตามองต่อไปว่ากระทรวงการคลังจะอนุญาตให้ทำเช่นนี้ได้หรือไม่ เมื่อพิจารณาจากการจัดสรรเงินงบประมาณสำหรับ NDA แล้วสิ่งนี้ก็ไม่น่าจะเกิดขึ้น

ภูมิทัศน์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์
ที่ถูกทิ้งร้าง

ตาราง ก 2.1 กรอบเวลาภาระรับผิดชอบของ British Energy

	2004	2004	2004	2005	2005	2005	2006	2006	2006
	ค่าปลดระวาง	ต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ไม่ได้ระบุในสัญญา	ต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ระบุในสัญญา	ค่าปลดระวาง	ต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ไม่ได้ระบุในสัญญา	ต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ระบุในสัญญา	ค่าปลดระวาง	ต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ไม่ได้ระบุในสัญญา	ต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ระบุในสัญญา
< 6 ปี	126	43	1340	-	54	934	21	6	956
6–10 ปี	206	123	1181	340	99	920	666	16	915
11–25 ปี	320	422	1575	591	338	1139	2244	136	1002
26–50 ปี	54	1079	649	473	1093	-	1271	350	-
> 50 ปี	-	3060	485	3777	2061	-	4376	2042	-
ผลรวมที่ไม่มีการปรับลด	5.1	4.7	5.2	5.2	3.6	3.0	8.6	2.5	2.9
ผลรวมที่มีการปรับลด	1.1	1.1	3.5	1.1	0.9	2.3	2.7	0.5	2.2

ที่มา: British Energy Annual Report and Accounts
หมายเหตุ: ภาระรับผิดชอบคิดที่อัตราส่วนลด 3%

NLF หลังจากปี 2548 เมื่อมีการเปิดตัว British Energy ขึ้นมาใหม่ NDF ได้ถูกเปลี่ยนให้เป็น Nuclear Liabilities Fund (NLF) และในปัจจุบันมีหน้าที่ต้องจ่ายเงินให้กับ “ภาระหนี้ด้านนิวเคลียร์ที่ไม่ระบุในสัญญา” (qualifying uncontracted nuclear liabilities) รวมทั้ง “ค่าใช้จ่ายในการปลดระวาง” ค่าใช้จ่ายในส่วนแรกก็คือค่าใช้จ่ายในการจัดการเชื้อเพลิงใช้แล้วจากโรงไฟฟ้า Sizewell B ในส่วนหลังเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับการปลดระวางขั้นที่ 2 และ 3 นอกจากการใช้เงิน 440 ล้านปอนด์ซึ่งอยู่ในกองทุน NDF แต่เดิม ในปี 2547 แล้ว British Energy ต้องออกพันธบัตรใหม่เป็นจำนวนเงิน 275 ล้านปอนด์ เพื่อสมทบเข้ากับกองทุน NLF เมื่อมีการเปิดบริษัทใหม่อีก

รายได้ของ NLF น่าจะมาจากสามแหล่ง British Energy จะสมทบเป็นเงินก้อนจำนวน 20 ล้านปอนด์ต่อปี (มีการปรับตามอัตราเงินเฟ้อและมีการปรับลดในกรณีที่โรงไฟฟ้าถูกปิด) และอีกจำนวน 150,000 ปอนด์สำหรับยูเรเนียมทุกหนึ่งตันที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า Sizewell B อย่างไรก็ตามเงินก้อนใหญ่ที่สุดคือ เงินที่รัฐบาลสามารถหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิของ British Energy เป็นจำนวน 65% (cash sweep) และนำมาสมทบในกองทุนสำหรับ NLF

มีการเปลี่ยนแปลงที่น่าสนใจในการรายงานภาระหนี้ระหว่างปี 2547-2549 (โปรดดูตาราง ก 2.1) รายงานการปลดระวางในปี 2547 แสดงเฉพาะกรอบเวลาของการปลดระวางขั้นที่ 1 เพราะเป็นภาระของ British Energy การที่ในรายงานไม่ระบุถึงค่าใช้จ่ายการปลดระวางภายในระยะเวลา 5 ปีนับจากปี 2548 แสดงว่ามีแผนการที่จะยืดอายุเวลาของโรงไฟฟ้าเก่าที่สุดออกไป รายงานฉบับปี 2548 ยืนยันว่า เงินเพื่อการปลดระวางส่วนใหญ่จะถูกใช้ในช่วง 50 ปีหลังจากนั้น แสดงว่าการปลดระวางโรงไฟฟ้าให้สำเร็จลงคงไม่เกิดขึ้นก่อน 50 ปีหลังจากปิดโรงไฟฟ้าไปแล้ว

การลดลงของต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ระบุในสัญญาแสดงว่าสัญญาฉบับใหม่ที่มีกับ BNFL ซึ่งจะมีผลหลังจากการปรับโครงสร้างของ British Energy เริ่มมีผลบังคับใช้ ไม่เป็นที่ชัดเจนว่าสัญญาฉบับใหม่จะสามารถลดต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ไม่ได้ระบุในสัญญา (uncontracted liabilities) ไว้เกือบหนึ่งในสี่ได้อย่างไร

อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงที่สำคัญที่สุดคือการเพิ่มภาระค่าปลดระวางจาก 5.2 เป็น 8.6 พันล้านปอนด์ การเพิ่มค่าใช้จ่ายส่วนนี้เกิดขึ้นหลังจากการประเมินภาระหนี้ทุกห้าปี ซึ่งเป็นหน้าที่ที่ต้องทำตามข้อกำหนดของหน่วยงานด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

การใช้เงินกองทุนก้อนนี้เพื่อจ่ายให้กับต้นทุนการกำจัดเชื้อเพลิงที่ไม่ได้ระบุในสัญญา (uncontracted liabilities) เป็นสิ่งที่ไม่สมเหตุผล อย่างไรก็ตาม มีคำอธิบายอย่างอื่นหรือไม่ ถ้ามีการชะลอการปลดระวางขั้นที่ 2 ออกไปหลังจากปิดโรงไฟฟ้าแล้ว กว่าที่จะสามารถนำเงินกองทุน NDF มาใช้ได้ก็คงต้องใช้เวลาอีกหลายปี บางทีกระทรวงการคลังอาจหวังว่าจะสามารถใช้เงินจาก NLF ได้เร็วขึ้นมากเพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการกำจัดเชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้า Sizewell ซึ่งจะเกิดขึ้นโดยทันที ทำให้สามารถชะลอการใช้เงินที่เป็นภาษีออกไปได้

British Energy หลังจากปี 2548 เงินที่รัฐบาลสามารถหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิของ British Energy (cash sweep) ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสำคัญที่สุดภายใต้โครงสร้างใหม่ และคาดว่าจะเป็นแหล่งรายได้หลักของ NLF สิทธิดังกล่าวอาจถูกเปลี่ยนเป็นในรูปหุ้นส่วน (การออกหุ้นเพิ่มเติม 1,042 ล้านหุ้น) และสามารถขายไปได้ เนื่องจากรัฐบาลมีส่วนแบ่ง 65% จากผลกำไรของบริษัท มูลค่าของหุ้นเหล่านี้ก็ควรเท่ากับ 65% ของบริษัท สัดส่วนดังกล่าวเป็นเพดานสูงสุดและอาจต่ำลงได้ ในเดือนพฤษภาคม 2549 หุ้นของ British Energy มีการซื้อขายที่ราคาประมาณ 6.3 ล้านปอนด์ และคาดว่าเงินที่รัฐบาลสามารถหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิ (cash sweep) น่าจะทำให้เกิดดอกผลประมาณ 3,000 พันล้านปอนด์ถ้ามีการนำไปขายในรูปของหุ้น

ประเด็นสำคัญก็คือ NLF ได้ถูกก่อตั้งขึ้นในลักษณะที่ตรงข้ามอย่างสิ้นเชิงกับกองทุนเพื่อปลดระวางอื่น ๆ กองทุนปลดระวางควรก่อตั้งขึ้นเพื่อลดการพึ่งพากับผลประกอบการของบริษัท เพื่อรับประกันว่าไม่ว่าบริษัทจะมีผลประกอบการอย่างไร ก็จะมีเงินส่วนนี้เหลืออยู่เพื่อการปลดระวาง สำหรับ NLF เงินกองทุนจะมีเหลือก็ต่อเมื่อบริษัทมีผลประกอบการดี

ในทางทฤษฎีแล้ว เงินกองทุน NLF มีค่าเป็นบวกในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2549 แต่สิ่งนี้เกิดขึ้นเนื่องจากการใช้ข้อสมมติฐานสำคัญหลายอย่าง ประการแรก เราต้องสมมติว่าค่าใช้จ่ายในการปลดระวางที่มีการปรับลดไว้นั้นเกิดจากการประมาณอย่างถูกต้องแม่นยำ NDA มีหน้าที่กำกับดูแลแผนการปลดระวางของ British Energy “ทำหน้าที่ทบทวนและอนุมัติยุทธศาสตร์และงบประมาณเพื่อการปลดระวางโรงไฟฟ้าของ British Energy และการปลดภาระรับผิดชอบในส่วนอื่นของบริษัท” ถ้า NDA ตัดสินใจว่า British Energy ควรมีเป้าที่จะทำการปลดระวางให้แล้วเสร็จภายในเวลา 25 ปีแทนที่จะเป็น 50-60 ปีตามความเห็นของ British Energy ต้นทุนที่ไม่ได้ปรับลดของขั้นที่ 3 จะต้องสูงกว่านี้มาก เนื่องจากถึงเวลานั้นจะมีกากของเสียที่ต้องกำจัดมากขึ้น และต้นทุนที่ไม่ได้ปรับลดในขั้นที่ 3 จะเพิ่มขึ้นประมาณ 150%

ประการที่สอง เราต้องสมมติว่าราคาหุ้นในปัจจุบันของ British Energy สะท้อนถึงราคาในระยะยาวที่แท้จริงของบริษัท ถ้าย้อนกลับไปตอนที่ British Energy เปิดตัวเป็นครั้งแรกในปี 2539 ด้วยราคาหุ้น 2.4 ปอนด์ ในช่วงสามปีแรกราคาหุ้นเพิ่มขึ้นสามเท่าก่อนที่บริษัทจะล้มละลายในปี 2545 ทำให้ราคาหุ้นเหลือเพียงไม่กี่เพนนี เมื่อมีการเปิดตัว British Energy ใหม่อีกครั้งในเดือนมกราคม 2548 ราคาหุ้นอยู่ที่ 2.6 ปอนด์ และเช่นเดียวกับเมื่อครั้งในอดีต บริษัทมีผลประกอบการค่อนข้างดีในช่วงแรก อย่างไรก็ตาม ทางบริษัทก็มีโอกาสจะล้มละลายได้อีก อันที่จริงในช่วงฤดูใบไม้ร่วงปี 2549 ปัญหาที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้า AGR ทำให้ British Energy ต้องเตือนผู้ถือหุ้นว่า รายได้สำหรับปี 2549/50 จะลดลงเป็นเหตุให้ราคาหุ้นลดลงหนึ่งในสี่

ตลาดก๊าซซึ่งมีการแข่งขันน้อยในปัจจุบันในอังกฤษ ก็อาจเผชิญกับปัญหาอุปทานล้นตลาดเมื่อมีการก่อสร้างสถานี LNG ใหม่ ๆ เพิ่มขึ้นอีก ในขณะที่ผู้ผลิตก๊าซพยายามแข่งขันช่วงชิงความได้เปรียบในช่วงที่ราคาก๊าซสูง ซึ่งอาจเป็นเหตุทำให้เกิดสภาพอุปทานล้นตลาด และอาจทำให้ราคาขายส่งไฟฟ้าต้องลดลงอย่างมากอีกครั้ง ในสภาพดังกล่าว เงินที่รัฐบาลสามารถหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิจะสูญค่าโดยทันที ถ้า British Energy ไม่มีผลกำไร และล้มละลายในที่สุด ภายใต้ความไม่แน่นอนดังกล่าว เป็นการยากที่จะเดาว่ารัฐบาลจะดำเนินการอย่างไรต่อไป โดยเฉพาะการขายหุ้นของตน

ประการที่สาม เราสมมติว่ารายได้จากการขายหุ้นจะถูกนำเข้ากองทุน NLF ในรายงานของ NAO ระบุว่า “ถ้ากระทรวงตัดสินใจที่จะแปรรูปและขายเงินที่รัฐบาลสามารถหักออกจากกระแสเงินสดสุทธิ (cash sweep) บางส่วนหรือทั้งหมดเป็นหุ้น British Energy จะต้องออกหุ้นจำนวนมากและขายให้กับ NLF” จากสถิติที่ผ่านมาเราจะมั่นใจได้อย่างไรว่ากระทรวงการคลังอาจคิดว่าแทนที่จะเปลี่ยนเงินที่หักจากกระแสเงินสดไปเป็นหุ้น พวกเขาอาจนำไปใช้เป็นงบประมาณต่อสาธารณะในส่วนอื่นจะดีกว่า

การจัดการเงินกองทุนเพื่อการปลดระวางที่ดีกว่า

ถ้าเรายึดหลักผู้ก่อมลพิษเป็นผู้จ่าย ซึ่งเป็นเหตุผลที่สหภาพยุโรปใช้เพื่อก่อตั้งกองทุน NDA ขึ้นมา เป้าหมายของกองทุนเพื่อปลดระวางก็ชัดเจนอย่างยิ่ง นั่นคือการสร้างหลักประกันสูงสุดว่า ผู้ที่ต้องปลดระวางโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะต้องมีเงินมากพอที่ทำหน้าที่นั้นได้ตามมาตรฐานที่เหมาะสม เมื่อต้องการจะทำ คนรุ่นต่อไปต้องแบกรับภาระที่อันตรายอย่างมากเช่นนี้ และพวกเขาจะเป็นผู้ตัดสินใจว่าจะให้มีการปลดระวางในตอนนั้นเลย หรือให้ชะลอออกไป เมื่อพิจารณาจากปัจจัยต่าง ๆ อย่างเช่น ความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นกับสถานที่ (การเพิ่มขึ้นของระดับน้ำทะเล) เป็นต้น ทักษะที่มีอยู่ และจำนวนสถานที่ที่สามารถรองรับกากของเสียได้

เงื่อนไขข้อแรกคือการกำหนดให้มีการแยกกองทุนออกไปต่างหาก ทั้งนี้เพื่อเป็นหลักประกันว่าถ้าบริษัทล้มละลาย กองทุนนี้จะยังอยู่

ภายในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ

นอกจากนี้ ยังมีเหตุผลในทำนองเดียวกันที่ควรส่งเสริมให้มีการจัดสรรกองทุนต่างหากสำหรับค่าใช้จ่ายในการกำจัดเชื้อเพลิงใช้แล้ว ซึ่งกองทุนส่วนนี้ก็ควรแยกจากกองทุนเพื่อการปลดระวาง เงินทั้งหมดควรนำไปลงทุนที่มีความเสี่ยงต่ำโดยมีความเสี่ยงพอ ๆ กับพันธบัตรของรัฐบาล (ซึ่งมักมีอัตราค่าตอบแทนต่ำเช่นกัน) เพื่อป้องกันไม่ให้เงินต้องสูญหายไป

เจ้าของโรงไฟฟ้าควรจัดระบบการเงินที่เป็นหลักประกันว่าจะมีเงินอย่างครบถ้วนเพื่อการปลดระวาง นับตั้งแต่วันที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง เงินในส่วนนี้ยังเป็นหลักประกันต่อความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นด้วยเหตุผลต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นอุบัติเหตุ ความผิดพลาดของบริษัท โรงไฟฟ้าไม่สามารถสร้างผลกำไรได้ ซึ่งอาจเป็นเหตุให้ต้องปิดโรงไฟฟ้าก่อนเวลาที่คาดการณ์ไว้ ทั้งนี้ไม่ได้หมายความว่าเงินกองทุนทั้งหมดจะต้องถูกฝากไว้แยกเป็นกองทุนต่างหากตั้งแต่วันที่โรงไฟฟ้าเดินเครื่อง เราอาจใช้เครื่องมือการเงินต่าง ๆ ได้ อย่างเช่น การฝากกับบริษัทประกันภัย หรือการซื้อพันธบัตร ซึ่งเป็นวิธีการที่ประหยัดและมีประสิทธิภาพมากกว่า

กองทุนดังกล่าวควรครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการปลดระวางทุกขั้นตอน และการประเมินภาระรับผิดชอบดังกล่าวควรประเมินเป็นขั้นต่ำ ต้นทุนหลายอย่าง อย่างเช่น ต้นทุนการตัดแยกโครงสร้างที่ปนเปื้อนอาจเป็นสิ่งที่อยู่ในระดับคาดเดาเท่านั้น เพราะถึงปัจจุบันยังไม่มีกรณีให้ศึกษาได้ชัดเจน ในขณะที่ต้นทุนกำจัดกากของเสียเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว และดูจะไม่สิ้นสุด คาดการณ์ว่าโรงไฟฟ้า Magnox ของอังกฤษจะมีค่าใช้จ่ายในการปลดระวางแต่ละครั้งจำนวน 250 ล้านปอนด์ สำหรับปี 2532 แต่ในปี 2548 ตัวเลขนี้เพิ่มขึ้นเกิน 1,000 ล้านปอนด์ ส่งผลให้กองทุนฉุกเฉินต้องกันไว้สูงกว่านี้มาก
การประเมินต้นทุนการปลดระวางควรใช้ฐานความคิดว่าจะมีการปลดระวางโดยเร่งด่วน คนในรุ่นปัจจุบันคงไม่สามารถกำหนดได้ว่าคนในรุ่นต่อไปจะกำจัดโรงไฟฟ้าเหล่านี้เมื่อใด แต่การวางแผนให้มีการปลดระวางอย่างเร่งด่วน ทำให้เราไม่ต้องคิดว่าเงินทุนจะมีอัตราดอกเบี้ยที่ดีในอนาคต

ภาคผนวก ค
การปฏิวัติพลังงาน พลังงานยั่งยืนในระดับโลก

ประสิทธิภาพของพลังงานในยุคปฏิวัติพลังงาน

รายงาน 'Energy [R]evolution: A sustainable World Energy Outlook' ซึ่งจัดทำโดย European Renewable Energy Council (EREC) และ Greenpeace International เสนอแนวปฏิบัติที่เป็นรูปธรรมเพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ระดับโลกลงเกือบ 50% ภายในเวลา 43 ปี และจะทำให้เรามีแหล่งพลังงานที่มั่นคงและมีราคาเหมาะสม ในขณะเดียวกันยังจะช่วยรักษาระดับการพัฒนาเศรษฐกิจทั่วโลกไว้ได้ เป็นที่สังเกตว่า แผนการนี้ให้ความสำคัญกับการเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็วในบางประเทศ อย่างเช่น จีน อินเดียและอัฟริกา และเน้นความได้เปรียบเชิงเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากการปฏิวัติพลังงาน รายงานสรุปว่าพลังงานหมุนเวียนจะเป็นกระดูกสันหลังของเศรษฐกิจโลกในอนาคต ไม่แต่เฉพาะประเทศอุตสาหกรรม (OECD) แต่รวมถึงประเทศกำลังพัฒนาอย่างเช่น จีน อินเดียและบราซิลด้วย "พลังงานหมุนเวียนจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เกือบ 70% ในโลกและผลิต 65% ของพลังงานความร้อนของโลกในปี 2593"

มีการเสนอทางเลือกมากมายในการปฏิวัติพลังงานเพื่อลดความต้องการของพลังงานก่อนจะถึงปี 2593 การวิเคราะห์เน้นเทคโนโลยีที่มีการพิสูจน์ว่าใช้ได้ผล โดยอยู่บนสมมติฐานว่ามีการปรับปรุงประสิทธิภาพของพลังงานอย่างต่อเนื่อง และเราจะมีเทคโนโลยีที่ใช้ได้ผลซึ่งได้รับการปรับปรุงอยู่ตลอดเวลา

อุตสาหกรรม

ภาคอุตสาหกรรมบริโภคไฟฟ้าประมาณ 65% โดยมักใช้กับระบบมอเตอร์ไฟฟ้า การบริโภคไฟฟ้าในส่วนนี้สามารถลดลงได้ด้วยการใช้ความเร็วการหมุนแบบผันแปร การใช้มอเตอร์ที่มีประสิทธิภาพสูงและการใช้ปั๊ม คอมเพรสเซอร์และพัดลมประสิทธิภาพสูง เราอาจสามารถประหยัดพลังงานในส่วนนี้ได้ถึง 60% กระบวนการผลิตอลูมิเนียมขั้นต้นจากแร่อลูมิน่า (ที่เกิดจากแร่บ็อกไซต์) เป็นกระบวนการที่ใช้พลังงานมาก เป็นกระบวนการที่ใช้ไฟฟ้ากระแสตรงต่อเชื่อมเข้าไปจนทำให้อลูมิน่าละลาย อีกทางเลือกหนึ่งคือการผลิตอลูมิเนียมจากเศษวัสดุใช้แล้ว ซึ่งเรียกว่าการผลิตขั้นทุติยภูมิ อลูมิเนียมขั้นทุติยภูมิจะใช้พลังงานเพียง 5-10% ของพลังงานที่ใช้กับการผลิตอลูมิเนียมขั้นปฐมภูมิ เนื่องจากเป็นการหลอมละลายโลหะอีกครั้ง แทนที่จะใช้กระบวนการเคมีไฟฟ้า ถ้าการรีไซเคิลผลิตภัณฑ์อลูมิเนียมเพิ่มขึ้นจาก 22% ในปี 2548 เป็น 60% ในปี 2593 จะช่วยให้เราประหยัดไฟได้ 45%

การขนส่ง

การใช้รถยนต์แบบไฮบริด (ใช้ไฟฟ้าผสมน้ำมัน) และมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพอย่างอื่น จะช่วยให้รถยนต์นั่งมีอัตราการบริโภคเชื้อเพลิงดีขึ้นถึง 80% ในปี 2593

ครัวเรือน/ภาคบริการ

เราสามารถลดการใช้ไฟฟ้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้าในครัวเรือนอย่างเช่น เครื่องซักผ้า เครื่องล้างจาน โทรทัศน์และตู้เย็นลงได้ 30% โดยการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่ออกแบบมาอย่างดี และลดได้อีก 80% จากเทคโนโลยีที่สูงขึ้น เรายังสามารถลดการใช้ไฟฟ้าที่ใช้กับอุปกรณ์อื่น ๆ อีก 50-75% โดยใช้การจัดการพลังงานที่ดีและใช้ระบบคอมพิวเตอร์ที่ช่วยประหยัดพลังงาน

การเปิดอุปกรณ์ไฟฟ้าให้อยู่ในสถานะแสตนด์บายตลอดเวลาทำให้มีการใช้ไฟฟ้า 5-13% โดยครัวเรือนในประเทศอุตสาหกรรม การนำอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สูญเสียพลังงานน้อยที่สุดมาใช้แทน จะช่วยลดไฟฟ้าที่ใช้ในช่วงแสตนด์บายลงได้ 70%

การผลิตไฟฟ้า

ความก้าวหน้าของภาคการผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้นจากการเติบโตอย่างรวดเร็วของตลาดพลังงานหมุนเวียน และสัดส่วนของไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น ตามรายงาน 'Energy [R]evolution: A sustainable World Energy Outlook' ซึ่งจัดทำโดย European Renewable Energy Council (EREC) และ Greenpeace International พลังงานหมุนเวียนสามารถทดแทนพลังงานนิวเคลียร์ได้ทั้งหมด และช่วยลดจำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยที่ยังทำให้ระบบสายส่งมีเสถียรภาพได้ ภายในปี 2593 70% ของไฟฟ้าที่ผลิตทั่วโลกจะมาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน พลังงานหมุนเวียน "ใหม่" ซึ่งส่วนใหญ่ได้แก่ พลังงานลม พลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ และพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) จะช่วยผลิตไฟได้ถึง 42% ยุทธศาสตร์ต่อไปนี้จะช่วยให้แหล่งพลังงานหมุนเวียนมีอนาคต

- ยกเลิกการใช้พลังงานนิวเคลียร์และในระยะแรกเราจะสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซซึ่งมีประสิทธิภาพสูง เพื่อตอบสนองความต้องการของไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ รวมทั้ง
- การปรับปรุงกำลังผลิตของกังหันลมและชีวมวล ในระยะยาวลมจะเป็นแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าที่สำคัญที่สุดอย่างหนึ่ง
- พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำและชีวมวล จะมีส่วนอย่างมากต่อการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่ง แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ผันผวน อย่างเช่น พลังงานน้ำและความร้อนจากแสงอาทิตย์ รวมทั้งการพัฒนาแหล่งจัดเก็บความร้อนที่ดีขึ้น ซึ่งเป็นองค์ประกอบ

แผงโซลาบนห้องเย็น
ที่ใช้แช่ปลาบนเกาะมาร์แชล

สำคัญของส่วนผสมพลังงานในอนาคต

• กำลังผลิตติดตั้งของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้นจาก 800 เป็น 7,100 กิกะวัตต์ในปี 2593 การเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนถึงเก้าเท่าภายในเวลา 43 ปี จะเกิดขึ้นได้เมื่อได้รับความสนับสนุนทางการเมืองและนโยบายที่ชัดเจน เราจำเป็นต้องมีการลงทุนในการผลิตใหม่ในช่วง 20 ปีข้างหน้า วงจรการลงทุนในอุตสาหกรรมพลังงานค่อนข้างยาว เราจำเป็นต้องตัดสินใจปรับโครงสร้างระบบผลิตพลังงานโลกตั้งแต่เดี๋ยวนี้ เพื่อให้แหล่งพลังงานหมุนเวียนสามารถเติบโตได้และให้ประโยชน์ทางเศรษฐกิจ เราจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีได้อย่างสมดุลและเหมาะสมกับเวลา ทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับการพัฒนาด้านเทคนิค การลดต้นทุนและการพัฒนาเทคโนโลยี จนถึงปี 2563 พลังงานน้ำและลมจะยังคงมีส่วนแบ่งการตลาดเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ภายหลังปี 2563 การเติบโตอย่างต่อเนื่องของพลังงานลม จะได้รับการเสริมจากการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล พลังแสงอาทิตย์ (PV) และพลังความร้อนจากแสงอาทิตย์ (CSP)

สำหรับข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับรายงาน Energy [R]evolution
โปรดดูที่ www.greenpeace.org/energyrevolution

เชิงอรรถ

1 Massachusetts Institute of Technology 'The future of Nuclear Power' MIT, Boston, 2003 web.mit.edu/nuclearpower/

2 Massachusetts Institute of Technology, 'The Future of Nuclear Power', MIT, 2003.

3 Jonathan Porritt, chair of the UK Government's Sustainable Development Commission, cited in House of Commons Trade and Industry Committee 'New nuclear? Examining the issues' Fourth Report of Session 2005-06 Volume I.

4 Czech President Vaclav Havel, press release 12 May 1999, Press Department, Office Of The President.

5 International Atomic Energy Agency, 'Power Reactors Information System' (PRIS) database, accessed November 2006. http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html

6 McDonald, A. and Schrattenholzer, L. 'Learning rates for energy technologies' Energy Policy 29, 2001, pp. 255-261.

7 Dennis Andersen 'Cost and finance of abating carbon emissions in the energy sector' p18 Imperial College London, October 2006 (supporting paper for the Stern Review).

8 Performance and Innovation Unit (PIU) 'Energy Review Working Paper, The Economics of Nuclear Power' PIU, 2002

9 World Energy Council, Alexandro Clerici, ABB Italy, 'European regional study group, the future role of nuclear energy in Europe' 13 June 2006, and, for post-2000 figures, calculation based on PRIS database, www.iaea.org/programmes/a2/index.html

10 World Energy Council, Alexandro Clerici, ABB Italy, 'European regional study group, the future role of nuclear energy in Europe' 13 June 2006, and, for post-2000 figures, calculation based on PRIS database, www.iaea.org/programmes/a2/index.html

11 M.V.Ramana, Antonette D'Sa, Amulsa K.N.Reddy, 'Economics of nuclear power from heavy water reactors', Economics and Political Weekly, April 2005 and updated information from the author

12 Department of Energy, 'An analysis of nuclear power construction costs, energy information' Administration of the US, DOE/EIA-0411, 1986.

13 House of Commons Energy Select Committee 'Fourth Report -The costs of nuclear power', June 1990

14 Alf Young, 'Torness plant was "a £2,500m mistake"' Glasgow Herald, 10 November 1989

15 Aubrey, 'THORP: The Whitehall Nightmare', Carpenter 1993

16 International Energy Agency, 'Energy Policies in IEA Countries, Country Review - Czech Republic', IEA 2001

17 IAEA Power Reactor Information System Data-base, February 2007 http://www.iaea.org/programmes/a2/

18 European Investment Bank 'Energy Review' October 2006.

19 MIT 'An Interdisciplinary MIT Study: John Deutch (Co-Chair), Ernest J. Moniz (Co-Chair), Stephen Ansolabehere, Michael Driscoll, Paul E. Gray, John P. Holdren, Paul L. Joskow, Richard K. Lester, and Neil E. Todreas; The Future Of Nuclear Power', MIT January 2003.

20 AFX News Limited 'Bulgarian utility NEK ratings outlook cut to negative vs developing - S&P' 11 October 2006

21 'Argentina unveils ambitious plan for nuclear power expansion' Nucleonics Week, 1 August 2006

22 AECL,'AECl signs agreement with Argentina on expanded CANDU program', 27 November 2006 http://www.aecl.ca/NewsRoom/News/Press2006/061127.htm

23 'Westinghouse may win China bid as Areva balks at tech transfer', Nucleonics Week 16 March 2006

24 การปรับกำลังผลิตตามความต้องการ (load-follow) เป็นสิ่งที่ต้องทำเมื่อความต้องการไฟฟ้ามีไม่มากพอที่จะใช้ประโยชน์จากกำลังผลิตที่มีอยู่ของโรงไฟฟ้า เป็นเหตุให้โรงไฟฟ้าต้องปรับกำลังการผลิตขึ้น ๆ ลง ๆ ตามความต้องการ

25 'Areva and Mitsubishi Heavy Industries' Ross Tieman on two nuclear energy companies that need each other', Financial Times Report, 'Understanding collaboration', 10 November 2006, p 5

26 Helmut Hirsch, Oda Becker, Mycle Schneider, Antony Froggatt 'Nuclear reactor hazards — Ongoing dangers of operating nuclear technology in the 21st century' Greenpeace International, April 2005.

27 Uranium Information Centre, 'Advanced nuclear power reactors — Nuclear issues briefing paper', 16 November 2006

28 ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าประจำปี (หรือตลอดอายุใช้งาน) คำนวณจากปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปีหรือตลอดอายุใช้งานเมื่อเทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าน่าจะผลิตได้ถ้ามีการเดินเครื่องอย่างต่อเนื่องเต็มกำลังผลิต เป็นตัวเลขที่เหมาะสำหรับประเมินความพึ่งพาได้ของโรงงาน

29 'Outlook on advanced reactors', Nucleonics Week Special Report 30 March 1989, p 3.

30 Westinghouse 'Westinghouse AP100 Advanced Passive Reactor', 2003. www.nuclearinfo.net/twiki/pub/Nuclearpower/WebHomeCostOfNuclearPower/AP1000Reactor.pdf

31 United States Nuclear Regulatory Commission (NRC) 'Design Certification Application Review - AP1000' www.nrc.gov/reactors/new-licensing/designcert/ap1000.html 2003.

32 ดังที่ Paul Joskow นักเศรษฐศาสตร์พลังงานของสหรัฐฯ (ซึ่งเป็นผู้ร่วมเขียนรายงาน MIT) ตั้งข้อสังเกตว่า "ในช่วงก่อนที่จะมีการก่อสร้าง ไม่มีใครที่จะประเมินต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เกินความจริง" Joskow 'Prospects for nuclear power: A US perspective', Paris, May 19 2006.

33 'World's first advanced BWR could generate electricity next week.' Nucleonics Week, 25 January 1996, p. 1.

34 'Hitachi to install bypasses to allow quick ABWR restarts' Nucleonics Week, 16 November 2006, p 4.

35 เครื่องปฏิกรณ์แบบ PBMR ได้รับการจัดประเภทว่าเป็นยุค III+ บ้างเป็นยุค IV บ้าง แต่เนื่องจากความแตกต่างระหว่างทั้งสองประเภทเป็นเรื่องที่ยังไม่ตกลงร่วมกัน และเครื่องปฏิกรณ์แบบ PBMR ก็น่าจะมีการใช้ในเชิงพาณิชย์เร็วกว่าเครื่องปฏิกรณ์ในยุค IV ดังนั้นผู้เขียนจึงจัดให้เครื่องปฏิกรณ์แบบ PBMR อยู่ในยุค III+

36 Generation IV International Forum (GIF), 'A technology roadmap for Generation IV nuclear energy systems' NERAC Review Version, September 2002 page 13.

37 Helmut Hirsch, Oda Becker, Mycle Schneider, Antony Froggatt 'Nuclear reactor hazards — Ongoing dangers of operating

nuclear technology in the 21st century' Greenpeace International, April 2005.

38 Platt's Nuclear News Flashes, 8 March 2005.

39 United States Government Accountability Office, 'Testimony before the subcommittee on energy and resources, statement of Jim Wells, Director Natural Resources and Environment', 20 September 2006 GAO-06-1110T

40 Generation IV International Forum (GIF), 'A technology roadmap for Generation IV nuclear energy systems' NERAC Review Version, September 2002.

41 MIT 'An Interdisciplinary MIT Study: John Deutch (Co-Chair), Ernest J. Moniz (Co-Chair), Stephen Ansolabehere, Michael Driscoll, Paul E. Gray, John P. Holdren, Paul L. Joskow, Richard K. Lester, and Neil E. Todreas; The Future Of Nuclear Power', MIT January 2003.

42 เพื่อให้เกิดการเปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตแตกต่างกัน โดยปรกติเรามักเปรียบเทียบต้นทุนในรูปของต้นทุนต่อหน่วยกำลังผลิตติดตั้ง (กิโลวัตต์) ดังนั้นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่มีกำลังการผลิต 1,200 เมกะวัตต์ และมีต้นทุนการก่อสร้างตามราคาที่เสนอ 2,000 ยูโร/กิโลวัตต์ ก็จะมีต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด 2,400 ล้านยูโร โดยทั่วไปแล้ว ต้นทุนค่าก่อสร้างที่อ้างอิงจะรวมถึงค่าใช้จ่ายในการซื้อแกนเชื้อเพลิงแรก แต่ไม่รวมดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นระหว่างการก่อสร้าง

43 โปรดสังเกตว่าในกรณีที่มีการลดอันดับของเครื่องปฏิกรณ์ หน่วยงานบางแห่ง (อย่างเช่น IAEA) มักอ้างอิงตัวเลขค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าจากปริมาณไฟฟ้าที่อนุญาตให้ผลิตได้แทนที่จะอ้างอิงตัวเลขหน่วยผลิตไฟฟ้าที่เป็นตัวเลขความสามารถในการผลิตตามข้อเสนอของโครงการ ตัวเลขนี้อาจให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์บ้างในแง่การพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้า และอาจมีประโยชน์ต่อการวิเคราะห์เชิงเศรษฐกิจ แต่ในความเป็นจริงควรมีการใช้ตัวเลขความสามารถในการผลิตเดิมของโครงการมากกว่า ทั้งนี้เพราะนั่นเป็นคุณสมบัติที่ผู้สั่งซื้อชำระเงินเพื่อให้ได้มา

44 President of the Board of Trade, Michael Heseltine, Hansard, 19 October 1992.

45 Deutscher Bundestag 'Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung'. Bericht der Enquete-Kommission. Deutscher Bundestag: Berlin. June 2002 Chapter 3.3.2, table 3.3, Page 232. dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf

46 'Solutions for environment, economy and technology', Report for DG Environment, Environmentally harmful support measures in EU Member States, European Commission, January 2003 page 132.

47 For statistics on O&M costs, see Nuclear Energy Institute, www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95

48 ในแผ่นพับแนะนำโครงการใหม่ British Energy ระบุว่า "เราเชื่อว่าผลิตภาพที่สูญเสียไปเป็นผลเนื่องมาจากการสึกหรอของอุปกรณ์ ต่าง ๆ ในโรงงานตามอายุขัย ซึ่งส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากการลงทุนน้อยเกินไปในช่วงเวลาที่ผ่านมา ส่งผลให้การบำรุงรักษาเกิดความล่าช้ากว่ากำหนดและไม่มีการบำรุงรักษาตามที่จำเป็นและในระยะเวลาอันเหมาะสม" www.british-energy.co.uk/documents/ Prospectus_-_Part_II.pdf

49 British Energy re-launch prospectus www.british- energy.co.uk/documents/Prospectus_-_Part_II.pdf

50 ดังที่ตั้งข้อสังเกตในบทต่อไป การเปิดเสรีตลาดไฟฟ้าในสหรัฐฯ หยุดชะงักลงตั้งแต่ปี 2544 เนื่องมาจากปัญหาในแคลิฟอร์เนีย และอาจเกิดจากการที่ในบางรัฐมีการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ตามระบบกำกับดูแลความปลอดภัยแบบเก่าและการควบคุมสินทรัพย์ หน่วยงานกำกับดูแลจะอนุญาตให้หน่วยงานผลิตไฟฟ้าผลักภาระต้นทุนของเงินได้ไม่เกิน 15%

51 แน่นอนว่าทั้งผู้ลงทุนเอกชนและเจ้าของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไม่ต้องแบกรับความเสี่ยงจากอุบัติเหตุทางนิวเคลียร์ร้ายแรง ทุกประเทศต่างจำกัดความรับผิดชอบด้านอุบัติเหตุของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไว้ทั้งสิ้น สหรัฐฯ จำกัดความรับผิดชอบไว้ที่ประมาณ 10.5 พันล้านเหรียญ (โดยปรับตามอัตราเงินเฟ้อ) ซึ่งถือเป็นเพดานสูงสุด

52 'Areva puts star engineer in charge of Olkiluoto-3 project' Nucleonics Week 2 November 2006.

53 'Olkiluoto-3 commercial date slips to late 2010 at earliest' Nucleonics Week 6 December 2006.

54 James A Baker III Institute for Public Policy 'Japanese Energy Security and Changing Global Energy Markets', Rice University, 2000

55 Tarjanne, R. and Luostarinen, K. 'Economics of nuclear power in Finland' International Congress on Advanced Nuclear Power Plants, 2002 ANS Annual Meeting, June 9-13, 2002, Florida USA.

56 Performance and Innovation Unit 'The economics of nuclear power' UK Cabinet Office, London, 2002 www.strategy.gov.uk/downloads/files/PIi.pdf

57 Scully Capital 'Business Case for Early Orders of New Nuclear Reactors' Scully Capital, Washington, 2002.

58 Massachusetts Institute of Technology 'The future of Nuclear Power' MIT, Boston, 2003. web.mit.edu/nuclearpower/

59 Royal Academy of Engineering 'The costs of generating electricity' London, 2004.

60 PB Power 'Powering the nation: A review of the costs of generating electricity' Newcastle, 2006. www.pbpower.net/inprint/pbpubs/powering_the_nation_summary.pdf

61 University of Chicago 'The economic future of nuclear power', 2004.

62 Canadian Energy Research Institute 'Levelised unit electricity cost comparison of alternate technologies for baseload generation in Ontario' Calgary, 2004.

63 International Energy Agency, 'Projected Costs of Generating Electricity - 2005 Update' Paris, 2005

64 OXERA, 'Financing the nuclear option: Modelling the costs of new build', 2005 www.oxera.com/cmsDocuments/Agenda_June%2005/Financing%20the%20nuclear%20option.pdf

65 Department of Trade and Industry 'Nuclear power generation cost benefit analysis' London, 2006 www.dti.gov.uk/files/file31938.pdf

66 ใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 200 เยนต่อปอนด์

67 The MIT forecasts themselves represented a significant reduction on current cost levels (25%) brought about by competitive forces. However, the discount rate chosen by the RAE is consistent with there being full cost recovery.

68 ใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 2.20 เหรียญแคนาดาต่อปอนด์

69 OXERA, 'Financing the nuclear option: Modelling the costs of new build', 2005. www.oxera.com/cmsDocuments/

เชิงอรรถ - ต่อ

Agenda_June%2005/Fin ancing%20the%20nuclear%20option.pdf

70 UBS Investment Research, 'More a question of politics than economics', Q Series: The Future of Nuclear, March 2005

71 European Commission, 'Scenarios on high oil and gas prices', DG Energy and Transport, September 2006.

72 Nuclear Energy Agency/International Energy Agency, 'Projected costs of generating electricity — update' 2005.

73 Nuclear Energy Agency, 'Nuclear Energy and the Kyoto Protocol, 2002.

74 Euractive 'Crashing carbon prices put EU climate policy to the test' 2 May 2006.

75 Peter Atherton, head of European Utility Research, Citigroup 'Citigroup Analysis of the Impact of the EU Carbon Market on European Utilities', 2006.

76 Vincent De Rivaz, Chief Executive EDF Energy 'Can we make nuclear energy a reality in the UK?' Westminster Energy Forum 16 November 2006.

77 Massachusetts Institute of Technology 'The future of nuclear power' MIT, Boston, 2003 web.mit.edu/nuclearpower/.

78 Areva ถือหุ้น 66% ใน Framatome ส่วน Siemens ถือหุ้นส่วนที่เหลือ

79 'Nuclear power progress; site work underway on Finland's 1,600MWe EPR' Modern Power Systems, March 2004.

80 การประมาณต้นทุนของแกนเชื้อเพลิงแกนแรกทำได้ยาก เนื่องจากไม่ต้องผ่านการเสริมสมรรถนะจนสูงมากนัก ไม่เหมือนกับแกนเชื้อเพลิงที่ใช้หลังจากนั้น ดังนั้นแกนเชื้อเพลิงแกนแรกจึงมักมีต้นทุนต่ำ

81 PVO website www.pohjolanvoima.fi/en-GB/basic/

82 'Olkiluoto-3 base slab pour delay not expected to impact end date' Nucleonics Week, 6 October 2005.

83 'Construction of Olkiluoto-3 behind schedule' Nucleonics Week, 2 February 2006.

84 'STUK begins investigating construction delay at Olkiluoto-3' Nucleonics Week 2 March 2006.

85 'Faults hit progress on Finn's reactor' Financial Times, 24 April 2006.

86 'Skills dearth puts brakes on Finnish nuclear build' Utility Week, 5 May 2006.

87 'Licensing predictability is key to new nuclear, Areva CEO says' Nucleonics Week, 18 May 2006.

88 'EDF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT' Nucleonics Week, 11 May 2006.

89 'Completion of Finland's 5th nuclear reactor further delayed by 1 year' Associated Press, 11 July 2006.

90 'Host of problems caused delays at Olkiluoto-3, regulators say' Nucleonics Week,13 July 2006.

91 Radiation and Nuclear Safety Authority, 'Insufficient guidance of subcontractors' work in Olkiluoto 3 nuclear power plant project', press release 12 July 2006, www.stuk.fi/stuk/tiedotteet/2006/en_GB/news_419/

92 'Olkiluoto-3 delays lower Areva nuclear profits by Eur 300 million' Nucleonics Week, 5 October 2006.

93 'Problems found with Olkiluoto-3 hot legs' Nucleonics Week, 19 October 2006.

94 'Areva puts star engineer in charge of Olkiluoto-3 project' Nucleonics Week, 2 November 2006.

95 'Olkiluoto 3 construction works proceed - only slower than assumed' TVO press release 4 December 2006 www.tvo.fi/942.htm

96 'Areva to take 500m euro charge for Finnish reactor delay — report', AFX, 5 December 2006.

97 'Le retard de l'EPR finlandais va coûter 7 00 millions d'euros au français,' Le Monde, 19 December 2006.

98 Finnish Broadcasting Company TV news, 30 January 2007.

99 EdF เป็นหน่วยงานพลังงานใหญ่ที่สุดของฝรั่งเศส เดิมหุ้นทั้งหมดเป็นของรัฐ แต่เมื่อปี 2548 เริ่มมีการขายหุ้นออกไป

100 'Groups mark inauguration of site for EPR with court challenge' Nucleonics Week, 12 October 2006.

101 'Cost estimate for Flamanville-3 unchanged, EdF official says' Nucleonics Week, 7 September 2006.

102 Crowley, J H and Kaminski, R S, 'What the USA can learn from France about cost control' Nuclear Engineering International 30, no 371, 1985, pp 34-36.

103 'EdF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT' Nucleonics Week, 11 May 2006.

104 Department of Trade and Industry, 'The energy challenge', July 2006 www.dti.gov.uk/files/file31890.pdf.

105 'Blair to push for new wave of nuclear construction in UK' Nucleonics Week, 18 May 2006.

106 Department of Trade and Industry, 'Nuclear power generation cost benefit analysis' July 2006 /www.dti.gov.uk/files/file31938.pdf.

107 http://www.publications.parliament.uk/pa/cm200506 /cmselect/cmtrdind/uc1123-vii/uc112302.htm.

108 'Cost estimate for Flamanville-3 unchanged, EDF official says' Nucleonics Week, 7 September 2006.

109 Department of Trade and Industry, 'Nuclear power generation cost benefit analysis' July 2006 p.18 www.dti.gov.uk/files/file31938.pdf.

110 Crowley, J H and Kaminski, R S, 'What the USA can learn from France about cost control' Nuclear Engineering International 30, no 371, 1985, pp 34-36.

111 ที่อัตราส่วนลด 10% ต้นทุนหรือกำไร 1 ปอนด์สำหรับอีก 40 ปี ข้างหน้า จะมีมูลค่าในปัจจุบัน 2 เพนนี

112 ต้นทุนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มักคิดที่อัตราคงที่ นอกจากกรณีที่มีการซ่อมแซมครั้งใหญ่ ดังนั้นยิ่งความพึ่งพาได้มีน้อยเพียงใด ต้นทุน O&M ต่อหน่วยจะเพิ่มมากขึ้นเท่านั้น

113 ในสหรัฐฯ คาดว่าจะมีการนำชิ้นส่วนอาคารนิวเคลียร์ไปทิ้งในหลุมขนาดใหญ่ แต่โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่คงไม่สามารถทำเช่นนั้นได้

114 'Paying for nuclear clean-up: An unofficial market guide' Jackson Consulting, October 2006.

115 Department of Trade and Industry, 'Nuclear power generation cost benefit analysis' July 2006 www.dti.gov.uk/files/file31938.pdf p.1

116 Department of Trade and Industry, 'The energy challenge', July 2006 HYPERLINK "http://www.dti.gov.uk/files/file31890.pdf" www.dti.gov.uk/files/file31890.pdf p.113.

117 Gielecki, M and Hewlett, J G, 'Commercial nuclear electric power in the united states: Problems and prospects', US Energy Information Administration Monthly Energy

Review August 1994.

118 Department of Energy, 'Nuclear Power 2010' www.ne.doe.gov/np2010/neNP2010a.html viewed 6/3/07.

119 เงินลดหย่อนภาษีการผลิต ซึ่งรัฐบาลจัดให้พอ ๆ กับพลังงานลม เป็นสิทธิพิเศษสำหรับการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เพื่อผลิตไฟฟ้า 6 กิกะวัตต์แรกในช่วงแปดปี และต้องนำไปจัดสรรกันระหว่างโรงไฟฟ้าที่ได้รับสิทธิพิเศษนี้ ดังนั้นถ้ามีโรงไฟฟ้าใหม่ซึ่งผลิตไฟฟ้าได้ 12 กิกะวัตต์และเข้าหลักเกณฑ์ข้างต้น แต่ละโรงก็จะได้รับลดหย่อนภาษีเพียง 500 เมกะวัตต์ ซึ่งมีมูลค่าเท่ากับการจ่ายภาษีประมาณ 140 เหรียญต่อการหลีกเลี่ยงการปล่อยคาร์บอน 1 ตัน โดยสมมติว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ช่วยลดการใช้ถ่านหินลงครึ่งหนึ่งและก๊าซลงอีกครึ่งหนึ่ง แม้ว่าโรงไฟฟ้าจะสามารถหลีกเลี่ยงการปล่อยคาร์บอนออกไปได้อีกหลายปี หลังจากที่เงินลดหย่อนภาษีส่วนนี้ยุติลงแล้ว

120 มาตรการทั้งสามจำเป็นต้องมีกลไกมารองรับและการค้ำประกันเงินกู้ก็ต้องเกิดจากการจัดสรรงบประมาณพิเศษขึ้นมา ดังนั้นการอุดหนุนของรัฐบาลจึงมีความไม่ชัดเจนทั้งในแง่ขอบเขตและประโยชน์ที่จะได้

121 ความพยายามอุดหนุนในส่วนอื่น ๆ ยังอาจประกอบด้วยการที่หน่วยงานของรัฐบาลเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ถูกปิดไปแล้วใหม่ หรือสร้างโรงไฟฟ้าที่ค้างอยู่และภาคเอกชนไม่สนใจแล้วให้แล้วเสร็จ ในระยะสั้นอาจมีการจัดสถานที่เพื่อเก็บเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ที่ใช้แล้วในส่วนกลาง โดยต้องมีการตัดสินใจเพื่อหาที่จัดเก็บในระยะยาว ซึ่งก็เป็นความรับผิดชอบของรัฐบาลเช่นกัน และโครงการวิจัยพลังงานของรัฐบาลก็เริ่มแสดงความสนใจต่อพลังงานนิวเคลียร์อีกครั้งหนึ่งด้วย

122 'Merrill Lynch global power and gas leaders conference' Nucleonics Week, 5 October 2006.

123 'Westinghouse wins China contract; Chinese look at next expansion' Nucleonics Week, 21 December 2006.

124 'Chinese-US deal opens opportunities for nuclear cooperation' World Politics Watch, 4 January 2007.

125 International Energy Agency, press release on the World Energy Outlook, November 2006.

126 Renewable Energy Policy Network, 'Renewables 2005 global status report', and 'Renewables 2006 global status report' Worldwatch Institute.

127 Czisch, G 'Global renewable energy potential approaches to its use' University of Kassel, 2001 www.iset.uni-kassel.de/abt/w3-w/folien/magdeb030901/

128 EurObserver, '2005 European barometer of renewable energies', Systemes Solaires, Paris 2005 http://ec.europa. eu/energy/res/publications/barometers_en.htm.

129 European Commission 'Energy for the future: Renewable sources of energy - White Paper for a Community strategy and action plan', Office for official publications, Luxembourg, 1997.

130 European Renewable Energy Council 'Renewable energy scenario to 2040', Brussels, 2004.

131 Aitken, D 'Transitioning to a renewable energy future.' White Paper, International Solar Energy Society, 2000.

132 International Energy Agency 'Renewables for power generation: status and prospects', OECD, Paris, 2003.

133 Carbon Trust, 'Future marine energy: results of the Marine Energy Challenge: Cost competitiveness and growth of wave and tidal stream energy' 2006.

134 Aringhoff, R, Geyer, M and Teske, S, 'Concentrated solar thermal power — now'. Greenpeace International, ESTIA (Brussels) and IEA SolarPACES Implementing Agreement, Spain, 2005.

135 Junginger, M, Faaij, A and Turkenburg, W 'Global experience curves for wind farms' Energy Policy 33, 2005 pp. 133-50.

136 Milborrow, D, 'Nuclear suddenly the competitor to beat' Wind Power Monthly 19, 2006.

137 International Energy Agency 'Renewables for power generation: status and prospects' OECD, Paris, 2003.

138 International Energy Agency 'Experience curves for energy technology policy' OECD, Paris, 2000.

139 Milborrow, D, 'Nuclear suddenly the competitor to beat' Wind Power Monthly 19, 2006.

140 Jaras, T 'Wind turbine markets, shipments and applications' Wind Data Center, Virginia, 1987 and 1988.

141 Ernuerbare Energien, 'Wind turbine market 2005', SunMedia, Hanover, 2005.

142 Sustainable Development Commission 'Wind power in the UK', London, 2005.

143 Garrad Hassan and Partners 'Offshore wind: economies of scale, engineering resource and load factors', DTI/Carbon Trust, London 2003.

144 Global Wind Energy Council and Greenpeace, 'Global wind energy outlook 2006'.

145 De Noord, M, Buerskens, L and De Vries, H 'Potentials and costs for renewable electricity generation', ECN report ECN-C-03-006, 2004.

146 Renewable Energy Policy Network 'Renewables 2005 global status report' Worldwatch Institute, 2005.

147 De Noord, M, Buerskens, L and De Vries, H 'Potentials and costs for renewable electricity generation', ECN report ECN-C-03-006, 2004.

148 Danish Energy Authority (With Elkraft System and Eltra), 'Technology data for electricity and heat generating plants', 2005.

149 International Energy Agency 'Renewables for power generation: status and prospects', OECD, Paris, 2003.

150 Danish Energy Authority (With Elkraft System and Eltra), 'Technology data for electricity and heat generating plants', 2005.

151 Geothermal Energy Association, 'A handbook on the externalities, employment and economics of geothermal energy' 2006 .geo-energy.org .

152 Sorensen, H 'World's first offshore wave energy converter — Wave Dragon — connected to the grid'. 19th World Energy Congress, Sydney, 2004.

153 Ragwitz M, Huber, C, Resch, G, Faber, T, Voogt, M, Coenraads, R, Cleijne, H and Bodo, P, 'FORRES 2020: Analysis of renewable energy sources' evolution up to 2020', Fraunhofer Institute for European Commission, 2004.

การรณรงค์ด้านพลังงานของกรีนพีซ
มุ่งมั่นเพื่อยุติภาวะโลกร้อนที่เกิดจาก
การเผาไหม้ถ่านหิน น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ
กรีนพีซต้องการบรรลุเป้าหมาย
อนาคตพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด
ซึ่งยกระดับคุณภาพชีวิตของทุกคน
จากการจัดหาไฟฟ้า/แสงสว่าง
การคมนาคมขนส่ง และการใช้ประโยชน์จาก
ความร้อน ที่มีความเป็นธรรมทางสังคม
และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

กรีนพีซสนับสนุนนวัตกรรมทางเทคนิค
และวิทยาศาสตร์ซึ่งนำไปสู่การเร่งรัดพัฒนา
และใช้พลังงานหมุนเวียน เชื้อเพลิงที่สะอาด
และประสิทธิภาพด้านพลังงาน

กรีนพีซติดตาม/ตรวจสอบและเปิดโปง
การใช้อำนาจของบรรษัทและรัฐบาล
ที่เป็นอุปสรรคขัดขวางต่อการปฏิบัติการ
ของชุมชนนานาชาติในการยุติภาวะโลกร้อน
และที่ผลักดันให้มีการพึ่งพา
แหล่งพลังงานสกปรกและอันตราย
รวมถึงพลังงานนิวเคลียร์

GREENPEACE

www.greenpeace.or.th