

บทความวิชาการประจำปี 2543

สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

การปรับโครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศไทย
เพื่อรองรับการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ

วิจิต หล่อจิระชุนห์กุล

สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

NIDA PAPER 2000

THE NATIONAL INSTITUTE OF
DEVELOPMENT ADMINISTRATION

การปรับโครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศไทย
เพื่อรองรับการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ

วิฑิต หล่อจ๊ะระชุนท์กุล*

สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

การปรับโครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศไทย เพื่อรองรับการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ

วิจิต หล่อจิระชุนท์กุล*

สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

ปัจจุบันการแปรรูปรัฐวิสาหกิจประเภทสาธารณูปโภคที่มีลักษณะผูกขาดโดยธรรมชาติ (natural monopoly) เช่น ไฟฟ้า ประปา เป็นต้น เป็นประเด็นที่ได้รับความสนใจอย่างกว้างขวาง และมีความสำคัญต่อเศรษฐกิจของประเทศ การแปรรูปรัฐวิสาหกิจอาจมีวัตถุประสงค์ต่าง ๆ เช่น ลดการผูกขาด เพิ่มประสิทธิภาพของรัฐวิสาหกิจ ลดภาระทางการเงินของภาครัฐ เพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในการพัฒนาประเทศ ฯลฯ แต่ไม่ว่าวัตถุประสงค์ของการแปรรูปจะเป็นเช่นใด ผลประโยชน์อันพึงได้ของผู้รับบริการจะต้องได้รับการดูแลและปกป้องหลังจากการแปรรูป สำหรับรัฐวิสาหกิจประเภทที่มีลักษณะผูกขาดโดยธรรมชาตินั้น การแปรรูปที่ง่ายที่สุด ก็คือ ให้สัมปทานแก่เอกชนเข้าไปดำเนินงานบางส่วนหรือทั้งหมดแทนรัฐวิสาหกิจ ซึ่งก็เท่ากับเป็นการสร้างวิสาหกิจผูกขาดโดยเอกชนขึ้นมาแทนที่ การกระทำเช่นนี้ได้สร้างความรำววมหาศาลให้แก่เอกชนที่ได้รับสัมปทาน ซึ่งแน่นอนว่าผลประโยชน์ที่ผู้รับบริการได้รับ (ถ้ามี) คงเป็นเพียงส่วนน้อยที่ตกผ่านลงมา เนื่องจากการดำเนินงานต่าง ๆ ยังคงกระทำภายใต้โครงสร้างเดิมที่สร้างขึ้นเพื่อดำเนินการในลักษณะผูกขาด ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างมากที่จะต้องปรับโครงสร้างเพื่อเอื้อให้มีการแข่งขันเกิดขึ้นภายหลังการแปรรูป การแข่งขันที่เกิดขึ้นควรเป็นการแข่งขันตลอดเวลาของการดำเนินงานเพื่อส่งผลประโยชน์มายังผู้รับบริการ ในที่นี้จะใช้ภาคไฟฟ้าเป็นกรณีตัวอย่างเพื่อชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของการที่ผู้รับบริการจะได้รับประโยชน์อันพึงได้จากการแปรรูป

โครงสร้างภาคไฟฟ้าในปัจจุบัน

ก่อนปี พ.ศ. 2535 ภาคไฟฟ้าในประเทศไทยอาจจำแนกตามบทบาทการผลิตและการจำหน่าย ได้ดังนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) รับผิดชอบในการผลิตและจัดส่งไฟฟ้าในระบบสายส่งแรงสูง 500 KV, 230 KV, และ 115 KV ไปให้ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ

* ผู้เขียนขอขอบคุณ รศ.ดร.ภาวดี ทองอุไทย คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ และ รศ.ดร.ธีรพงศ์ วิจิตเศรษฐ คณะพัฒนาการเศรษฐกิจ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ ที่กรุณาวิจารณ์ร่างบทความนี้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งมีหน้าที่รับผิดชอบในระบบสายกระจายจำหน่ายและบริการไฟฟ้าในเขต กทม. และปริมณฑล และในเขตภูมิภาคตามลำดับ ดังโครงสร้างที่แสดงในรูปที่ 1

โครงสร้างภาคไฟฟ้าดังกล่าวใช้กันมาเป็นระยะเวลาอันยาวนาน ภายใต้กระบวนการที่เชื่อว่า ภาคไฟฟ้าเป็นธุรกิจผูกขาดโดยธรรมชาติ (natural monopoly)^{1]} คือแต่ละกิจกรรมในพื้นที่หนึ่ง ๆ มีผู้ดำเนินงานเพียงรายเดียว ในบางประเทศ เช่น ฝรั่งเศส มาเลเซีย ผู้ดำเนินงานหนึ่งรายดำเนินกิจกรรมทุกอย่างในโครงสร้างภาคไฟฟ้า การที่มีผู้ดำเนินงานเพียงรายเดียวในแต่ละกิจกรรมในพื้นที่หนึ่ง ทำให้เกิดการประหยัดด้านขนาด (economies of scale) ขึ้น และการรวมกิจกรรมในแนวตั้งเข้าด้วยกันให้แก่ผู้ดำเนินงานเพียงรายเดียว ยังทำให้เกิดการประหยัดด้านขอบเขตของงาน (economies of scope) ขึ้นอีกด้วย อีกทั้งการอุดหนุนระหว่างกิจกรรมก็สามารถเกิดขึ้นได้ แต่เนื่องจากในพื้นที่หนึ่ง ๆ มีผู้ดำเนินงานเพียงรายเดียวในแต่ละกิจกรรม การแข่งขันย่อมไม่เกิดขึ้น ทำให้ขาดแรงจูงใจที่จะปรับปรุงระบบงานเพื่อลดค่าใช้จ่ายและเพิ่มผลิตภาพในการปฏิบัติงาน ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากความผิดพลาดในการลงทุนและความด้อยประสิทธิภาพในการปฏิบัติงานและการบำรุงรักษา สามารถผ่านภาระต่อไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ยกเว้นในกรณีที่มีระบบกำกับ (regulatory system) ที่เข้มแข็งและมีประสิทธิภาพ ซึ่งในความเป็นจริงมักจะไม่เป็นเช่นนั้น สภาพเช่นนี้เกิดขึ้นไม่ว่าผู้ดำเนินงานจะเป็นภาครัฐดังกรณีของประเทศไทย หรือภาคเอกชน เช่นในประเทศสหรัฐอเมริกา

โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศไทยได้ถูกปรับเปลี่ยนโดยสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) โดยมีนโยบายให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก SPP (Small Power Producer) และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ IPP (Independent Power Producer) สามารถผลิตไฟฟ้าจำหน่ายให้แก่ กฟภ. ในฐานะเป็นผู้ดำเนินงานกิจกรรมการส่งไฟฟ้าและผู้ดำเนินงานกิจกรรมการปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้า ทำให้มีผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้ามกกว่า 1 รายเกิดขึ้น โดย กฟภ. ออกประกาศรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก SPP งวดที่ 1 เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2535 ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าไม่เกิน 300 MW. ณ พฤศจิกายน 2542^{2]} กฟภ. ได้ตอบรับซื้อไฟฟ้าในโครงการรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กไปแล้วทั้งหมด 54 ราย เป็นประเภท non-firm power 24 ราย รวม 178 MW และประเภท firm power 30 ราย รวม 1,958 MW รวมทั้งสิ้นเป็น 2,136 MW และมี

^{1]} "อุตสาหกรรมแบบผูกขาดโดยธรรมชาติที่มีผู้ดำเนินงานเพียงรายเดียวสามารถเป็นที่ยอมรับได้หากการมีผู้ดำเนินงานเพียงรายเดียวทำให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของอุตสาหกรรมนั้นต่ำลง" A.G. Kahn, "The Economics of Regulation," MIT Press, Cambridge, Mass., 1988, P.1

^{2]} สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ "การปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าและการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า" รายงานเบื้องต้น 28 มกราคม 2543, หน้า 12.

การขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ตามสัญญาแล้ว 39 ราย เป็นประเภท non-firm power 18 ราย รวม 144 MW และประเภท firm power 21 ราย รวม 1,343 MW รวมทั้งสิ้นเป็น 1,487 MW ส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP นั้น กฟผ. ได้ประกาศให้ผู้สนใจลงทุนสามารถซื้อเอกสารการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปแบบ IPP เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 จำนวนรวมทั้งสิ้น 3,800 MW และ กฟผ. ได้คัดเลือกไว้ 7 ราย จากผู้ยื่นข้อเสนอทั้งหมด 32 ราย รวมกำลังการผลิต 5,943.5 MW นอกจากนี้ กฟผ. ได้จัดตั้งบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) เพื่อซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมระยะของซึ่งมีกำลังการผลิตรวมทั้งหมด 1,232 MW เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2537 และซื้อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และพลังความร้อนชนอม รวมกำลังการผลิตทั้งหมด 825 MW เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ในปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตถือหุ้นในบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) อยู่ร้อยละ 40

ส่วนโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศนั้น กฟผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเทิน – หินบูน 210 MW เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 ในราคา 4.30 เซ็นต์สหรัฐต่อหน่วย (ราคาปี 2537) และได้ลงนามในบันทึกความเข้าใจ MOU (Memorandum of Understanding) เพื่อซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเหาะ 126 MW ในราคา 4.22 เซ็นต์สหรัฐต่อหน่วย (ราคาปี 2537) และเพื่อซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนลิกไนต์หงสา (ระยะที่ 1) 608 MW ในราคา 5.70 เซ็นต์สหรัฐต่อหน่วยเฉลี่ยตลอดอายุสัญญา 25 ปี ส่วนที่อยู่ระหว่างการเจรจา MOU นั้น ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำจิม 2 592.5 MW ในราคา 5.63 เซ็นต์สหรัฐต่อหน่วย เฉลี่ยตลอดอายุสัญญา 30 ปี และโรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำจิม 3 440 MW ในราคา 5.78 เซ็นต์สหรัฐต่อหน่วย เฉลี่ยตลอดอายุสัญญา 25 ปี นอกจากนั้นก็ยังมียังอีก 390 MW ซึ่งจะซื้อจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขเปียนและเข้าน้อย ซึ่งอยู่ระหว่างการเจรจาดตกลงราคาค่าไฟฟ้าและ MOU

โดยสรุป กฟผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว แล้ว 210 MW อยู่ระหว่างเจรจาสัญญาซื้อขายอีก 734 MW อยู่ระหว่างเจรจา MOU อีก 1,032.5 MW และอยู่ระหว่างเจรจาดตกลงราคาอีก 390 MW รวมทั้งหมด 2,366.5 MW ซึ่งเป็นไปตาม MOU 2 ฉบับ ระหว่างรัฐบาลไทยกับรัฐบาลสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2536 และวันที่ 19 มิถุนายน 2539 ที่มีเป้าหมายให้ส่งเสริมความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาวให้ได้จำนวน 3,000 MW ภายในปี 2549 นอกจากนี้รัฐบาลไทยและรัฐบาลสหภาพพม่า ได้ลงนามใน MOU เมื่อวันที่ 4 กรกฎาคม 2540 เพื่อให้ กฟผ. ซื้อไฟฟ้าจากโครงการในสหภาพพม่าให้ได้ 1,500 MW ภายในปี 2553 อีกด้วย

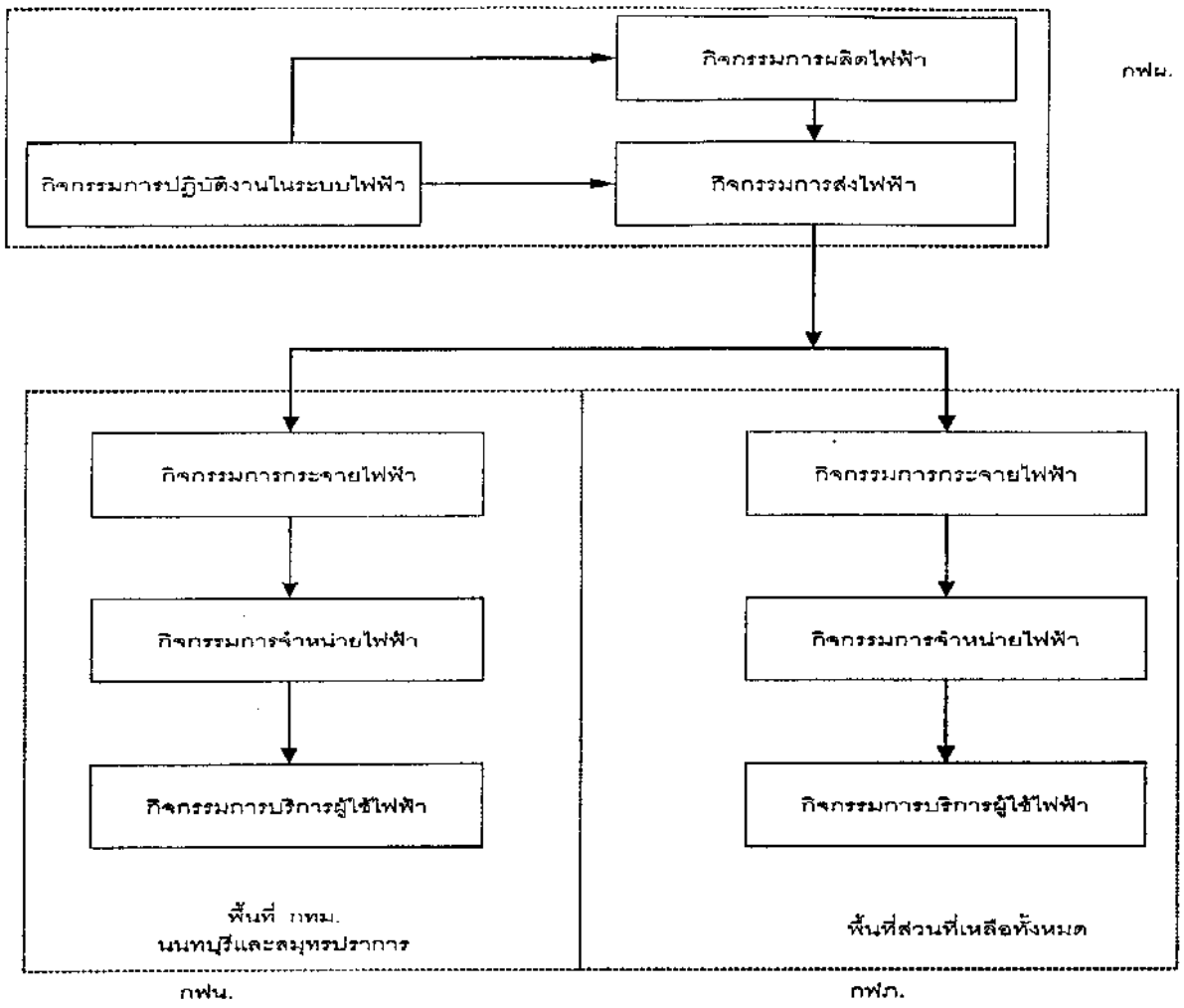
การที่มีผู้ดำเนินกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าหลายรายในลักษณะดังกล่าวข้างต้น สามารถก่อให้เกิดการแข่งขันที่ส่งผลประโยชน์ไปถึงผู้ใช้ไฟฟ้าได้หรือไม่ยังเป็นประเด็นที่ต้องวิเคราะห์กันต่อไป

สำหรับ IPP นั้น กฟผ. ดำเนินการคัดเลือกข้อเสนอที่ดีที่สุดไว้จำนวนหนึ่ง เพื่อผลิตไฟฟ้าตามจำนวน MW. ที่ต้องการจากข้อเสนอของ IPP ทั้งหมดตามเกณฑ์ของ กฟผ. ที่กำหนดขึ้น ถึงแม้จะอาจกล่าวได้ว่าการคัดเลือก IPP มาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า มีความใกล้เคียงกับการแข่งขันอย่างสมบูรณ์ (perfect competition) แต่เป็นการแข่งขันเพื่อได้มาซึ่งสิทธิการผลิตไฟฟ้า เท่านั้น ซึ่งมีโซ่การแข่งขันอย่างสมบูรณ์ที่ส่งผลประโยชน์ไปถึงผู้ใช้ไฟฟ้าเพราะเมื่อคัดเลือก IPP ได้แล้ว จะมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า PPA (Power Purchase Agreement) ระหว่าง IPP กับ กฟผ. ซึ่งเป็นสัญญาระยะยาวตลอดอายุของโรงไฟฟ้าโดยกำหนดจำนวน MW, MWH และสูตรราคาค่าไฟฟ้าไว้อย่างสมบูรณ์ โครงการ IPP เป็นโครงการที่ต้องใช้เงินทุนเป็นจำนวนมากและในขณะที่ยื่นข้อเสนอขึ้นการออกแบบรายละเอียดและการก่อสร้างยังไม่ได้เริ่มต้น ค่าใช้จ่ายในข้อเสนอขึ้นจึงเป็นค่าประมาณการทั้งสิ้น ซึ่งย่อมมีแนวโน้มเป็นค่าประมาณการด้านสูงเพราะโครงการ IPP เป็นโครงการขนาดใหญ่ ใช้เงินลงทุนมาก ใช้เวลาในการดำเนินงานยาวนานและเกี่ยวข้องกับอุปกรณ์เป็นจำนวนมากที่ต้องจัดหาจากผู้จำหน่ายมากมายด้วยกัน ประกอบกับยังไม่มีรายละเอียดของแบบก่อสร้างโรงไฟฟ้าในขณะที่จัดทำข้อเสนอด้วย เมื่อผู้จัดทำข้อเสนอ IPP ต่างก็อยู่ในสภาพทำนองเดียวกัน สภาพะการรวมตัวกันอย่างไม่เป็นทางการ (informal cartel)³¹ ก็เกิดขึ้น ซึ่งอาจทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องรับภาระเพิ่มขึ้นจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าวระหว่าง IPP กับ กฟผ. ก็เป็นไปได้

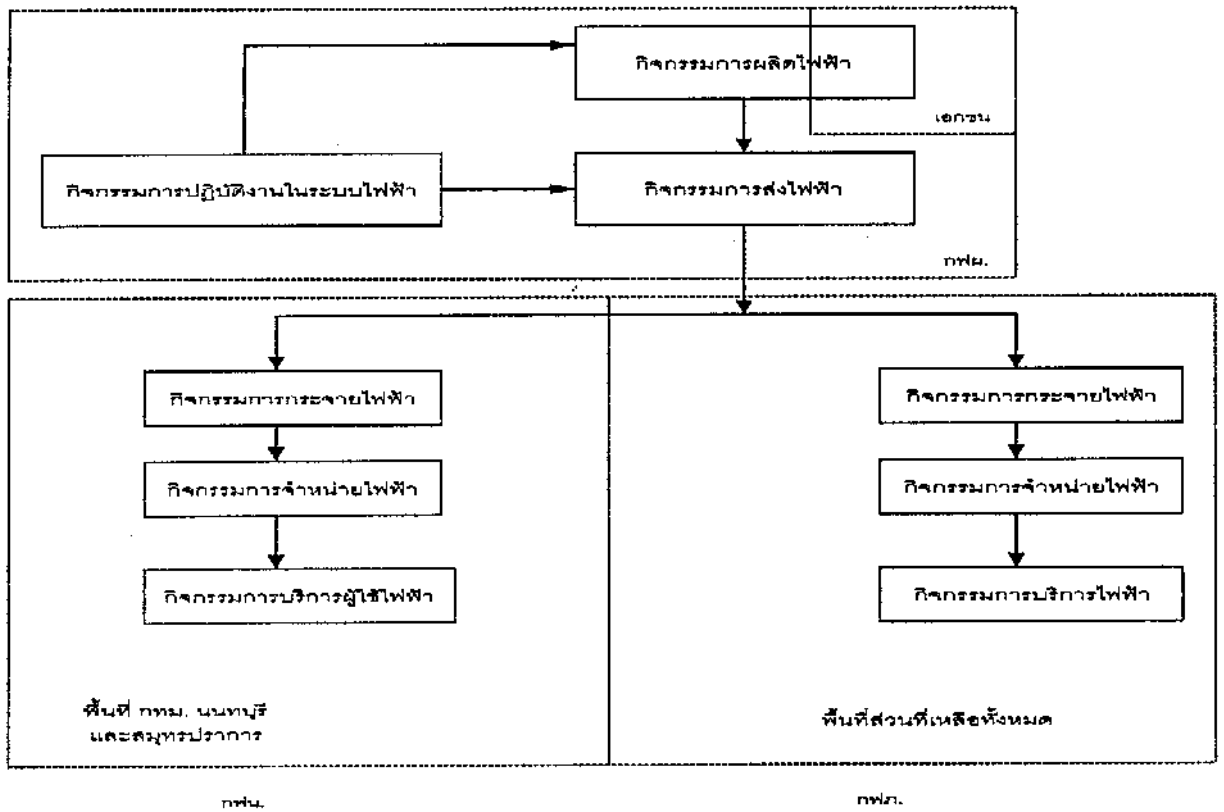
IPP ที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. แล้ว ไม่ต้องแข่งขันกับ IPP รายใหม่ และโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ก็ไม่ต้องแข่งขันกับ IPP IPP จึงดำเนินงานผลิตไฟฟ้าโดยมีความเสี่ยงต่ำมากในสภาพผูกขาดด้านกำลังการผลิตตามสัญญา เพราะ กฟผ. ต้องรับซื้อไฟฟ้าตามจำนวนและราคาที่เหมาะสมไว้ในสัญญา ดังนั้นผลประโยชน์ที่ได้จากประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้นจากประมาณการเมื่อมีการดำเนินงานผลิตไฟฟ้าจริง จึงตกแก่ IPP ทั้งหมดไม่มีการผ่านต่อมายังผู้ใช้ไฟฟ้าเลย การดำเนินงานเกี่ยวกับ IPP ในลักษณะดังกล่าวข้างต้น มีความคล้ายคลึงกับการให้สัมปทานการผลิตไฟฟ้าแก่เอกชน โดยมีเงื่อนไขแน่นอนเกี่ยวกับจำนวน MW, MWH และสูตรราคาค่าไฟฟ้า

ตามโครงสร้างภาคไฟฟ้าแบบที่ 2 (แสดงไว้ในรูปที่ 2) จะเห็นได้ว่ากิจกรรมอื่นนอกจากกิจกรรมการผลิตไฟฟ้ายังคงเหมือนกับโครงสร้างภาคไฟฟ้าแบบที่ 1 ผู้ใช้ไฟฟ้าและผู้ดำเนินงานกิจกรรมกระจายไฟฟ้า กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า ยังไม่มีโอกาสเลือกเหมือนเดิม และผู้ผลิตไฟฟ้า IPP และ SPP ก็ไม่มีโอกาสเลือกเช่นกันเพราะต้องขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. แต่ผู้เดียว ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม โครงสร้างภาคไฟฟ้าแบบที่ 2 นี้

³¹ R.H.Leftwich and R.D. Eckert, " The Price System and Resource Allocation," 8th edition, Dryden Press, New York, 1982, p:356-370



รูปที่ 1 โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศไทยแบบที่ 1



รูปที่ 2 โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศไทยแบบที่ 2

ทำให้ภาครัฐลงทุนลดน้อยลงเพราะเอกชนเป็นผู้ลงทุนในโรงไฟฟ้าแทน และถ้าภาคเอกชนมีผู้ลงทุนจากต่างประเทศมาร่วมลงทุนในโครงการ IPP นี้ของประเทศก็จะลดลงด้วย

โครงสร้างภาคไฟฟ้าในอนาคต

โครงสร้างภาคไฟฟ้าในปัจจุบัน เป็นโครงสร้างที่ไม่เอื้อต่อการแข่งขัน เพราะกำหนดขึ้นเพื่อให้ดำเนินงานแบบผูกขาด โดยให้ กฟผ. มีหน้าที่ผลิตและจัดหาไฟฟ้าให้แก่ กฟน. และ กฟภ. เพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตพื้นที่รับผิดชอบ แม้ในปัจจุบันจะมีบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนหลายรายแล้วตามโครงการ SPP และ IPP ดังกล่าวข้างต้น แต่บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนต้องจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เท่านั้น มีอาจจำหน่ายโดยตรงให้แก่ กฟน. และ กฟภ. สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่หนึ่ง ๆ ก็จะต้องซื้อไฟฟ้าจาก กฟน. หรือ กฟภ. ซึ่งรับผิดชอบในพื้นที่นั้น โดยการซื้อขายในแต่ละขั้นตอน มีการกำหนดราคาไว้ชัดเจน ดังนั้นภายใต้โครงสร้างและกลไกราคาในปัจจุบัน การแข่งขันที่ส่งผลประโยชน์ส่วนใหญ่มายังผู้ใช้ไฟฟ้าจึงเกิดขึ้นได้ยาก จำเป็นต้องปฏิรูปโครงสร้างและกลไกราคาเพื่อก่อให้เกิดการแข่งขันที่สามารถส่งผลประโยชน์มายังผู้ใช้ไฟฟ้า

กิจกรรมในภาคไฟฟ้าที่นอกเหนือจากการวางแผนและกำหนดนโยบายอาจจำแนกได้เป็น 6 ประเภทใหญ่ ๆ ด้วยกัน คือ

1. กิจกรรมการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะมี 2 กิจกรรมหลัก คือ การดำเนินงานและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างเสร็จแล้วในปัจจุบัน และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต กิจกรรมหลัก 2 อย่างนี้มีความแตกต่างกันในทัศนะของผลประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟจะได้รับจากประสิทธิภาพของเอกชน เพื่อความเข้าใจในประเด็นนี้ จะขอให้พิจารณาส่วนประกอบในต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น ในปัจจุบันกว่าครึ่งหนึ่ง ผลิตจากน้ำมันเตาและก๊าซธรรมชาติ⁴¹ จึงขอใช้ต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และพลังความร้อนร่วมเป็นตัวอย่าง

ในโรงไฟฟ้าประเภทนี้ ต้นทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ประมาณร้อยละ 60 ค่าใช้จ่ายด้านทุน ประมาณร้อยละ 35 และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาอีกประมาณร้อยละ 5 โครงสร้างต้นทุนนี้เป็นโครงสร้างภายใต้การจัดการและดำเนินงานของ กฟผ. จะเห็นได้ว่า ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงเป็นต้นทุนขึ้นอยู่กับราคาเชื้อเพลิง จึง

⁴¹ ณ วันที่ 8 พฤษภาคม 2540 ซึ่งเป็นวันที่ระบบ กฟผ. มีพลังไฟฟ้าสูงสุด ในปี 2540 การผลิตไฟฟ้า ณ จุดสูงสุดของพลังไฟฟ้า ใช้ น้ำมันเตา ร้อยละ 25 ก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 28 ลิกไนต์ ร้อยละ 21 พลังน้ำ ร้อยละ 7 ดีเซล ร้อยละ 4 และเป็นการซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนและต่างประเทศอีกร้อยละ 15 (แหล่งข้อมูล : สถานภาพการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2540 พิมพ์โดย กองการพิมพ์ฝ่ายประชาสัมพันธ์ กฟผ. หน้า 72)

มีอาจควบคุมได้มากนัก แต่ค่าใช้จ่ายด้านทุนซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 35 นั้น เป็นค่าใช้จ่ายที่สามารถควบคุมได้ และส่วนใหญ่เกิดขึ้นในขณะที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 5 เป็นค่าใช้จ่ายที่สามารถควบคุมได้และเกิดขึ้นภายหลังก่อสร้างโรงไฟฟ้าเสร็จสมบูรณ์แล้ว ดังนั้นหากจะให้เอกชนมีบทบาทในการดำเนินงานและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างเสร็จแล้วแทน กฟผ. จะเป็นการใช้ประสิทธิภาพของภาคเอกชนเพื่อจัดการและควบคุมค่าใช้จ่ายซึ่งมีสัดส่วนในต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงร้อยละ 5 เท่านั้น เพราะต้นทุนส่วนอื่นเป็นค่าใช้จ่ายที่มีอาจควบคุมได้ หรือเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นแล้ว นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายด้านทุนของภาคเอกชนจะสูงกว่าค่าใช้จ่ายด้านทุนของ กฟผ. เพราะการกู้ยืมของ กฟผ. เกือบทั้งหมดมีกระทรวงการคลังค้ำประกัน จึงเป็นการเข้าใจได้ยากถ้าประสิทธิภาพของภาคเอกชนจะลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ซึ่งมีเพียงร้อยละ 5 ลงได้มากกว่าการเพิ่มขึ้นค่าใช้จ่ายในทุนซึ่งมีสัดส่วนถึงร้อยละ 35 ดังนั้น**ผลประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับจาก ประสิทธิภาพของภาคเอกชน ในกรณีนี้จึงไม่ค่อยชัดเจนนัก**

ส่วนกรณีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตนั้น บทบาทของภาคเอกชนจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลประโยชน์ค่อนข้างชัดเจนถ้ามีโครงสร้างภาคไฟฟ้าที่ก่อให้เกิดการแข่งขันและมีแนวทางการดำเนินงานที่เหมาะสมและโปร่งใส เพราะประสิทธิภาพและความคล่องตัวที่มีอยู่ในภาคเอกชนจะถูกใช้ในการกำกับและควบคุมค่าใช้จ่ายด้านทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 40 ของต้นทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น **กฟผ. จึงควรลดบทบาทในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต**

ส่วนประเด็นที่ว่า กฟผ. ยังคงต้องมีแหล่งผลิตไฟฟ้าของตนเองในอนาคตหรือไม่นั้น ถ้าพิจารณาจากผลประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะได้รับจากการที่ภาคเอกชนเข้ามาดำเนินการแทน กฟผ. ในโรงไฟฟ้าที่สร้างเสร็จแล้วตามที่ได้กล่าวมาแล้วนั้น กฟผ. ควรเป็นผู้ดำเนินต่อไป แต่ถ้าสัดส่วนการผลิตของ กฟผ. มีมากเกินไป หรือสัดส่วนการผลิตของภาคเอกชนมีน้อยเกินไป กฟผ. ยังสามารถกำหนดค่าไฟฟ้าได้ แม้จะมีโครงสร้างภาคไฟฟ้าที่เหมาะสมเพราะ กฟผ. เป็นผู้ผูกขาดในกำลังการผลิตที่เหลือ (residual monopolist) ในการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้างวดที่เกิดขึ้นในระยะแรกของการแปรรูปเป็นภาคเอกชน (privatization) ของภาคไฟฟ้าในประเทศไทยที่ National Power และ Power Gen ประสบความสำเร็จในการเป็นผู้กำหนดราคาส่วนเพิ่มของระบบ SMP (system marginal price) ในตลาดซื้อขายไฟฟ้า⁵¹ ความไม่เป็นธรรมต่อบริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนใน

⁵¹ S. Thomas, "The Development of Competition," The British Electricity Privatization Experiment, Privatization : The Record, the Issues, the Lessons, edited by John Surrey, Earthscan Publication Limited, London, England, 1996, p.82

ประเด็นต้นทุน ซึ่งเกิดจากการประหยัดด้านขนาดก็อาจเกิดขึ้นและความสนใจของภาคเอกชนที่จะเข้ามาร่วมในการผลิตไฟฟ้าอาจลดลงไปจนกระทั่งระดับการแข่งขัน ดังนั้น จึงควรมีการศึกษาในรายละเอียดเกี่ยวกับการจัดกลุ่มโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีอยู่เพื่อแบ่งให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า (generation provider) ซึ่งอาจเป็นหน่วยงานภาครัฐ หรือขายให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจเป็นองค์กรมหาชน สัดส่วนของกำลังการผลิตในแต่ละกลุ่มและกลุ่มใดควรเป็นของหน่วยงานภาครัฐและองค์กรมหาชน เป็นประเด็นที่จะต้องศึกษาโดยคำนึงรวมถึงต้นทุน ความมั่นคงของระบบ และการแข่งขันที่พึงปรารถนาในการผลิตไฟฟ้าด้วย ดังนั้นในอนาคต ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าจะประกอบด้วยหลายหน่วยงาน ซึ่งมีทั้งหน่วยงานภาครัฐ องค์กรมหาชน และภาคเอกชน รวมทั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากต่างประเทศ

2. กิจกรรมการส่งไฟฟ้า ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับก่อสร้างและบำรุงรักษาระบบสายส่ง ได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 KV 230 KV และ 115 KV ตลอดจนสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ในปัจจุบัน ซึ่งโดยธรรมชาติของกิจกรรมนี้จะมีลักษณะผูกขาด นอกจากนี้การก่อสร้างระบบสายส่งยังคงใช้อำนาจรัฐในการเวนคืนที่ดิน ดังนั้นการก่อสร้าง การดำเนินงาน และการบำรุงรักษาระบบสายส่ง ยังคงเป็นบทบาทของหน่วยงานภาครัฐต่อไปในอนาคต แต่บทบาทของหน่วยงานภาครัฐในระบบสายส่งจะต้องเป็นบทบาทของผู้ดำเนินงานกิจกรรมการส่งไฟฟ้า (transmission provider) เพื่อให้บริการส่งพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตเพื่อเอื้อให้เกิดการแข่งขันขึ้นในระหว่างผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตด้วยกัน โดยมีการกำหนดอัตราค่าผ่านสายส่ง (power wheeling charge) ดังเช่นในรัฐแคลิฟอร์เนีย (California) ประเทศสหรัฐอเมริกา และในมณฑลอัลเบอร์ตา (Alberta) ประเทศแคนาดา เป็นต้น ดังนั้นผู้ดำเนินงานกิจกรรมการส่งไฟฟ้าจึงสมควรเป็นหน่วยงานภาครัฐที่เป็นหน่วยงานเดียวกันที่เป็นผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า เพื่อความเสมอภาคในการเข้าถึงระบบส่งสำหรับผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าทุกราย

3. กิจกรรมการปฏิบัติการในระบบไฟฟ้า SO (system operation) ซึ่งทำหน้าที่เกี่ยวกับการนำไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าเข้า/ออกจากระบบ (dispatching) เพื่อสร้างดุลยระหว่างอุปทานและอุปสงค์ (balancing service) และการกำหนด reactive power ที่เหมาะสมในระบบไฟฟ้า กิจกรรมนี้เป็นกิจกรรมผูกขาดตามธรรมชาติ เพราะการสร้างดุลยระหว่างอุปทานและอุปสงค์ที่เกิดขึ้นในพื้นที่หนึ่ง ๆ ต้องอยู่ภายใต้ดุลยพินิจของผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้า (system operator) รายเดียว

4. กิจกรรมการกระจายไฟฟ้าซึ่งเกี่ยวกับการก่อสร้างและการบำรุงรักษาระบบสายกระจาย (distribution system) ได้แก่ สถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งได้รับไฟฟ้าจากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการส่งไฟฟ้า เพื่อจัดส่งไฟฟ้าเข้าสู่สายกระจายแรงสูงไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าแรงสูง และไปยังหม้อแปลงเพื่อลดแรงดันไฟฟ้าเป็นแรงดันต่ำเพื่อส่งต่อไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าแรงต่ำ ระบบสายกระจายเป็นกิจกรรมผูกขาดโดยธรรม

ชาติเช่นกัน ในปัจจุบันมีระบบสายกระจาย 2 ระบบ คือระบบของ กฟน. และ กฟภ. โดยแบ่งพื้นที่รับผิดชอบ แต่ในอนาคตน่าจะพิจารณาเปลี่ยนบทบาทของ กฟน. และ กฟภ. เป็นผู้ดำเนินงานกิจกรรมระบบการกระจายไฟฟ้า (distribution provider) เพื่อให้บริการสายกระจายแก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า

ประเด็นที่น่าจะพิจารณาก็คือ จำนวนผู้ดำเนินงานกิจกรรมการกระจายไฟฟ้าและพื้นที่ที่แบ่งกันรับผิดชอบ คำตอบจะขึ้นอยู่กับนโยบายการใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเดียวกันทั่วประเทศ (uniform electricity tariff) ซึ่งใช้อยู่ในประเทศไทยขณะนี้ นโยบายการใช้ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเดียวกันทั่วประเทศ ได้รับความสนับสนุนในแง่ความเสมอภาค (equity) ของผู้ใช้ไฟฟ้า และการกระจายความเจริญ แต่ได้รับการต่อต้านถ้าพิจารณาในแง่ของการอุดหนุนข้ามพื้นที่รับผิดชอบ เนื่องจากต้นทุนส่วนเพิ่ม (marginal cost) ของระบบสายจำหน่ายไม่เท่ากันในแต่ละพื้นที่^๑ ถ้ายังคงใช้นโยบายการใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเดียวกันทั่วประเทศ ผู้ดำเนินกิจกรรมการกระจายไฟฟ้าก็ควรมีเพียงรายเดียว ทั้งนี้เพื่อกำหนดอัตราค่าผ่านสายจำหน่าย (retail wheeling charge) ได้โดยมิต้องมีการอุดหนุน แต่ถ้ายกเลิกนโยบายการใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเดียวกันทั่วประเทศ ผู้ดำเนิน กิจกรรมการกระจายไฟฟ้า ก็อาจมีได้หลายราย โดยแต่ละรายอาจมีอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายที่แตกต่างกันได้ตามต้นทุนส่วนเพิ่มของตนเอง อย่างไรก็ตามจำนวนผู้ดำเนินงานกิจกรรมการกระจายไฟฟ้า ไม่ควรจะมีมากนักเพราะเป็นกิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติ

5. กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า หมายถึง การจัดหาไฟฟ้ามาจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย (retailing) ซึ่งเป็นกิจกรรมหนึ่งของผู้ดำเนินกิจกรรมการให้บริการ (service provider) และมักจะเอากิจกรรมนี้ไปรวมอยู่กับผู้ดำเนินงานกิจกรรมระบบสายกระจาย จึงทำให้การจำหน่ายไฟฟ้ากลายเป็นกิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติ ตามลักษณะของระบบสายกระจาย แต่เมื่อแยกกิจกรรมนี้ออกมาจากผู้ดำเนินกิจกรรมการกระจายไฟฟ้าแล้ว จะเห็นว่ามีแนวทางที่จะทำให้กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นกิจกรรมที่มีการแข่งขันเกิดขึ้นได้ โดยผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าสามารถจัดหาไฟฟ้ามาได้เองจากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า แล้วชำระค่าผ่านสายส่งให้แก่ผู้ดำเนินงานระบบส่งไฟฟ้า และค่าผ่านสายจำหน่ายให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการกระจายไฟฟ้า จึงสามารถมีผู้ดำเนินงานการจำหน่ายไฟฟ้ามากกว่า 1 ราย ในพื้นที่หนึ่ง ๆ ได้ ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีโอกาสเลือกซื้อไฟฟ้าได้จากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าตามที่ตนเองพึงพอใจ ยังผลให้เกิดการแข่งขัน

^๑ วิจิต หล่อจ๊ะระชุนห์กุล อีรพงษ์ วิจิตเศรษฐ และจิราวัลย์ จิตรอดเวช, "โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค," รายงานวิจัย ศูนย์บริการวิชาการ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ 2540

ระหว่างผู้ดำเนินงานกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าด้วยกัน โดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเป็นผู้ได้รับผลประโยชน์จากการแข่งขันที่เกิดขึ้น

6. กิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า หมายถึง กิจกรรมการอ่านมิเตอร์ไฟฟ้าประจำเดือน การจัดเก็บค่าไฟฟ้า การตรวจสอบมิเตอร์ การช่วยเหลือแก้ไขปัญหาให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ฯลฯ ซึ่งเป็นกิจกรรมการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และกิจกรรมนี้ก็เช่นเดียวกันกับกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า คือมักจะไปรวมอยู่กับผู้ดำเนินงานกิจกรรมการกระจายไฟฟ้า จึงทำให้กิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้ากลายเป็นกิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติทั้ง ๆ ที่กิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ใช่กิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติ กิจกรรมทั้งสองนี้ต้องการความชำนาญและบุคลากรที่แตกต่างกันอย่างสิ้นเชิง และผู้ดำเนินงานกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่หลายแห่งและรับบริการจากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าหลายรายได้ ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเกิดขึ้นได้หลายรายในพื้นที่หนึ่ง ๆ ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกใช้บริการได้ ยังผลให้เกิดการแข่งขันขึ้น

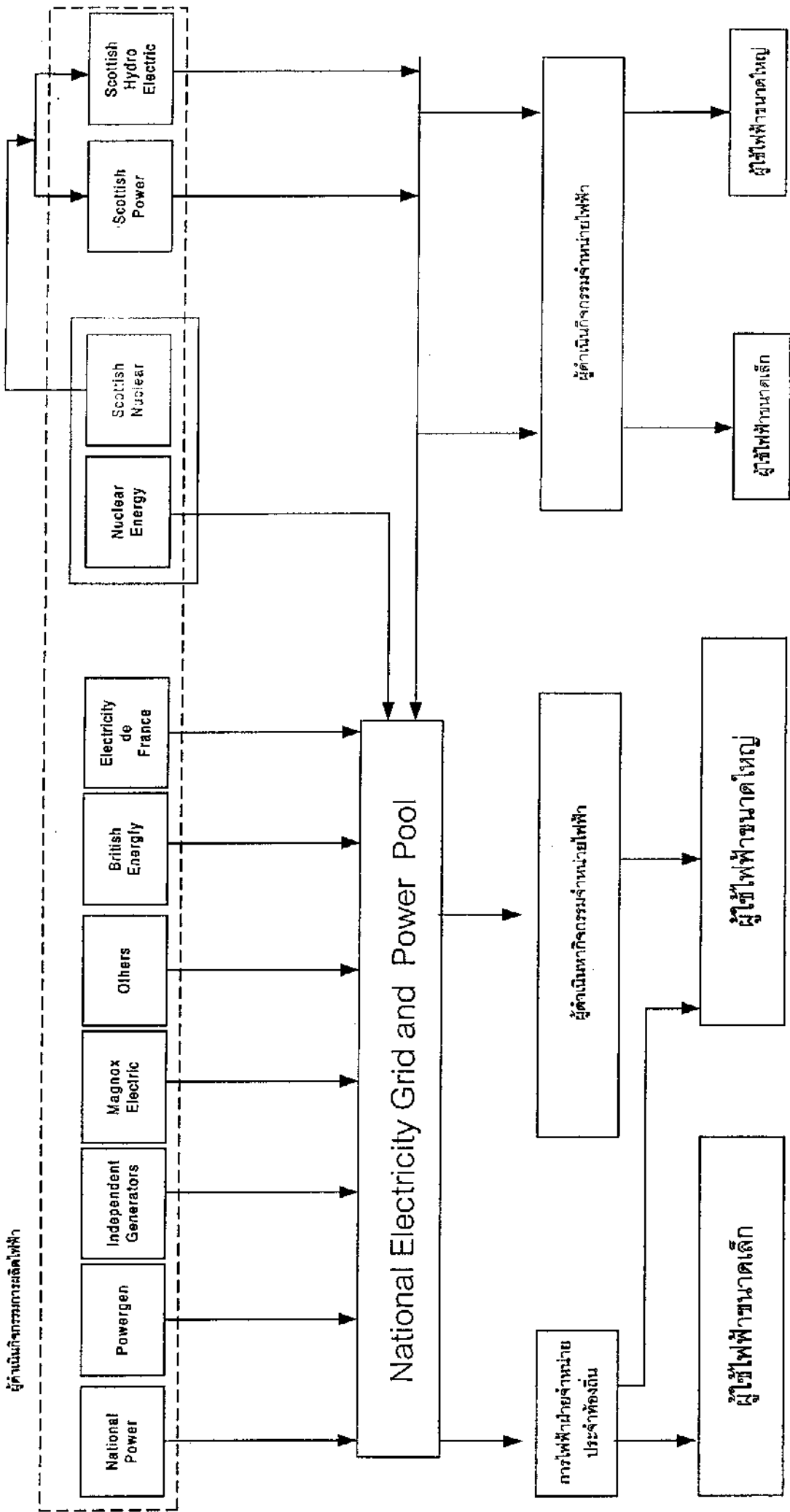
การจำแนกกิจกรรมแบบที่กล่าวมา แตกต่างจากการจำแนกของ เจมส์ คาเปล (James Capel)⁷¹ ซึ่งจำแนกกิจกรรมในโครงสร้างภาคไฟฟ้าเพียง 4 ประเภทเท่านั้น คือ กิจกรรมการผลิตไฟฟ้า กิจกรรมการส่งไฟฟ้า กิจกรรมระบบจำหน่ายและกิจกรรมอุปทาน (Supply) ซึ่งหมายถึงการจัดหาไฟฟ้าและการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า จะเห็นต่อไปได้ว่าการจำแนก กิจกรรมหกประการดังกล่าวข้างต้นมีข้อได้เปรียบเพราะทำให้การแข่งขันเกิดขึ้นได้ในหลายรูปแบบและหลายระดับมากกว่า

แนวทางการปฏิรูปโครงสร้างภาคไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการแข่งขันขึ้นก็คือแยกกิจกรรมที่ผูกขาดโดยธรรมชาติออกจากกิจกรรมอื่น ๆ

กิจกรรมที่ผูกขาดโดยธรรมชาติในภาคไฟฟ้าได้แก่กิจกรรมการส่งไฟฟ้า กิจกรรมการปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้าและกิจกรรมการกระจายไฟฟ้า ส่วนกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า และกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ใช่กิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติ สามารถทำให้เกิดการแข่งขันได้ หากระบบส่งไฟฟ้าและระบบกระจายไฟฟ้าเปิดให้ผู้ดำเนินกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า ผู้ดำเนินกิจกรรมจำหน่ายไฟฟ้าผู้ดำเนินกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าถึงได้

โครงสร้างภาคไฟฟ้าที่ได้รับการกล่าวถึงมาก เนื่องจากการประชาสัมพันธ์ทางการเมือง ได้แก่ โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศอังกฤษซึ่งแสดงไว้ในรูปที่ 3 โดยให้มีการแข่งขันในการดำเนินกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า โดยไม่ใช่ IPP อย่างในโครงสร้างภาคไฟฟ้าแบบที่ 2 แต่จัดตั้งตลาดซื้อขาย

⁷¹ James Capel, "The New Electricity Companies of England and Wales," James Capel and Co., 1990

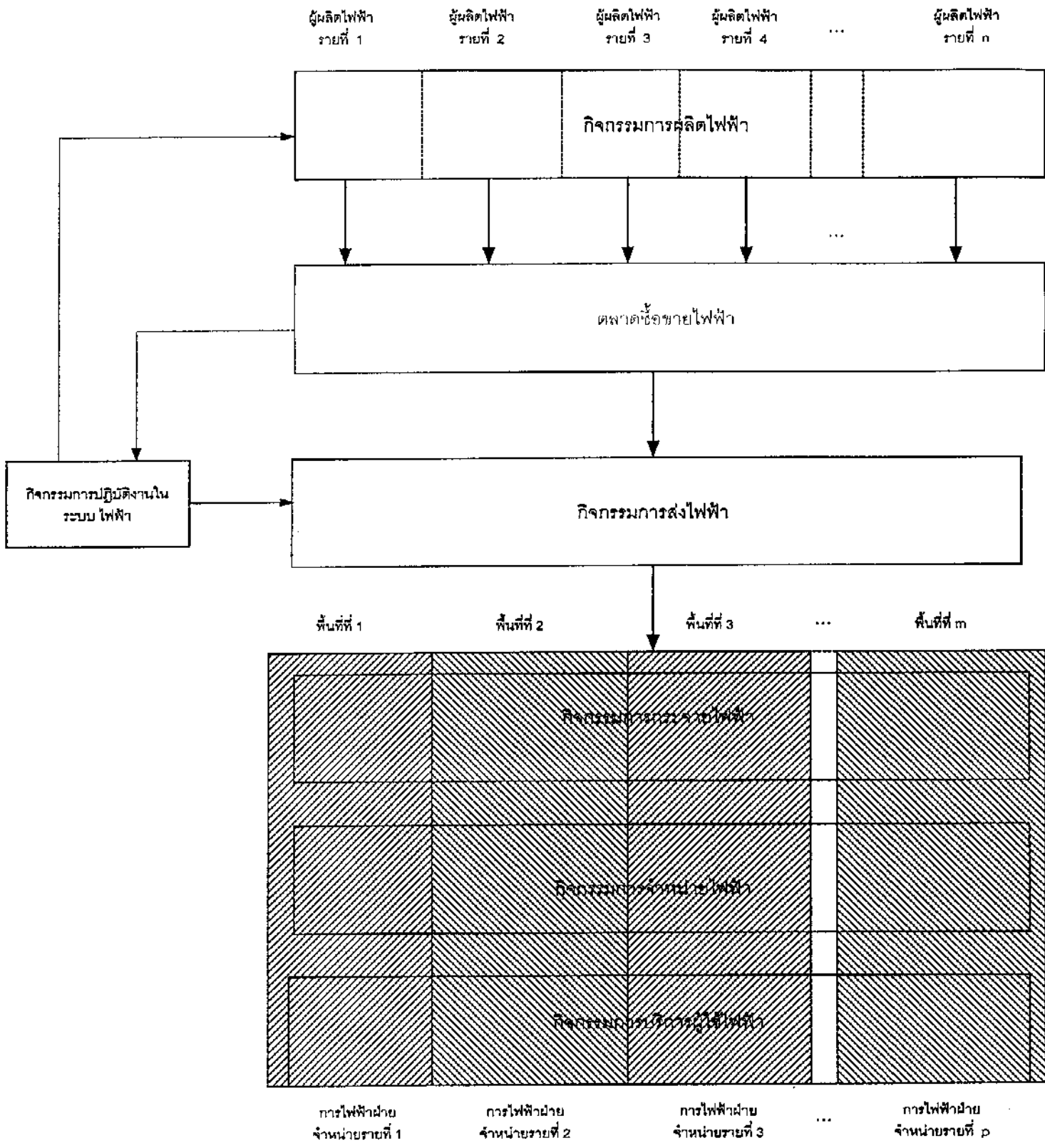


อังกฤษและเวลส์

สกอตแลนด์

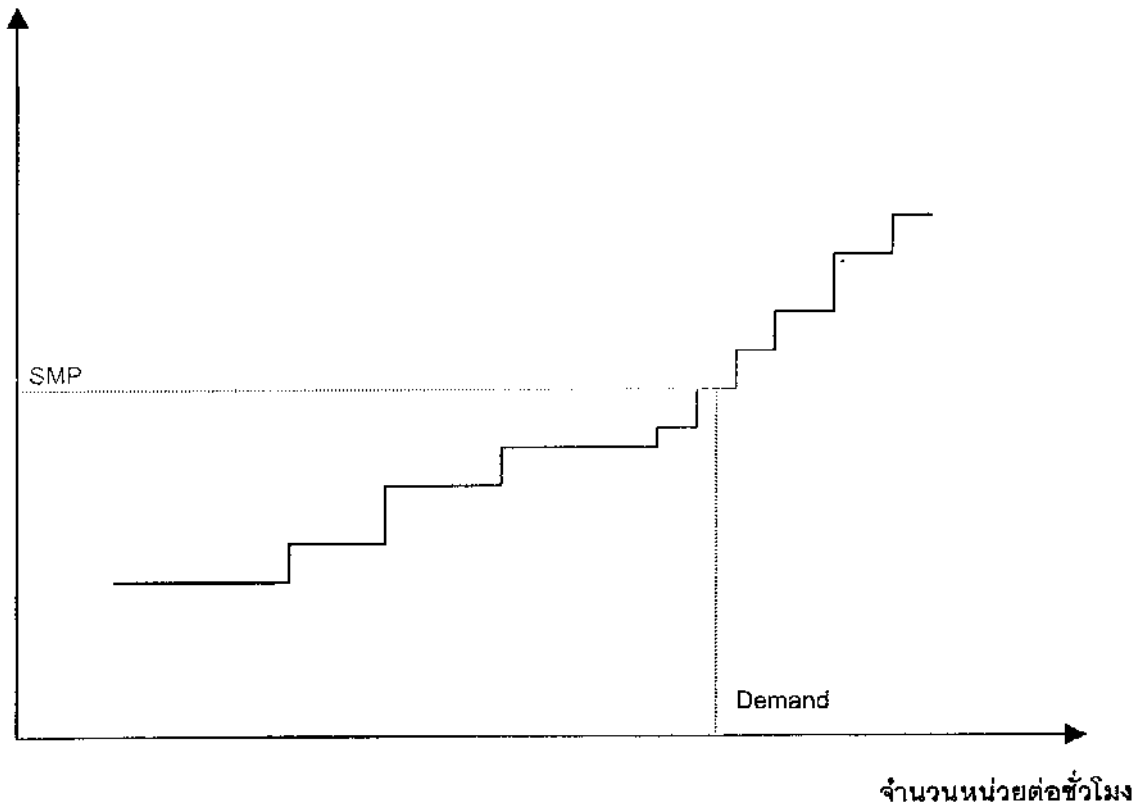
รูปที่ 3 โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศสหราชอาณาจักร

ไฟฟ้า (Power Pool) ขึ้น เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า และเปิดระบบส่งไฟฟ้า ให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าทุกรายเพื่อส่งไฟฟ้าให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า โดย National Electricity Grid เป็นผู้ดำเนินงานกิจกรรมการส่งไฟฟ้าซึ่งจะคิดค่าผ่านสายส่งสำหรับบริการดังกล่าว และผู้ดำเนินงานกิจกรรมการปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้าก็จะคิดค่าบริการในการประสานงานการนำไฟฟ้าของผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่และออกจากระบบส่งไฟฟ้าด้วย ในพื้นที่หนึ่ง ๆ ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีความต้องการในพลังไฟฟ้าไม่เกิน 100 KW ต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าผ่านจำหน่ายประจำท้องถิ่น (Regional Electricity Company) ซึ่งเป็นผู้ผูกขาดในการดำเนินงานทั้งการกระจายไฟฟ้า การจำหน่ายไฟฟ้าและการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า ในพื้นที่นั้นส่วนผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีความต้องการในพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 100 KW ขึ้นไปอาจเลือกซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายประจำท้องถิ่น หรือผู้ดำเนินงานจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งอาจเป็นผู้ดำเนินงานการผลิตไฟฟ้าหรือผู้จัดหาไฟฟ้าโดยทำการซื้อไฟฟ้าจากตลาดซื้อขายไฟฟ้าก็ได้ โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศอังกฤษซึ่งรวมกิจกรรมการกระจายไฟฟ้าซึ่งเป็นกิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติกับกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้กิจกรรมสองอย่างหลังกลายเป็นกิจกรรมผูกขาดไปด้วย ดังนั้นหากเลียนแบบโครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศอังกฤษ พื้นที่ในความรับผิดชอบของ กฟน. และ กฟภ. อาจนำมาแบ่งออกเป็นเขตพื้นที่ใหม่โดยให้แต่ละพื้นที่สามารถเกิดการประหยัลดด้านขนาด จากนั้นให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในแต่ละพื้นที่รับผิดชอบกิจกรรมการระบบจำหน่ายไฟฟ้า กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า และกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียวดังแสดงไว้ในรูปที่ 4 ตลาดซื้อขายไฟฟ้าในประเทศอังกฤษจะมีแต่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าเท่านั้นเป็นผู้เสนอขายไฟฟ้าโดยกำหนดจำนวน MWH ที่จะขายในแต่ละชั่วโมงและราคาต่อ MWH ที่ต้องการขาย ตลาดซื้อขายไฟฟ้าจะกำหนดราคาสำหรับไฟฟ้าในชั่วโมงนั้นจากราคาสูงสุดของโรงไฟฟ้าสุดท้ายที่ตอบสนองกับอุปสงค์ในชั่วโมงนั้น ๆ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 5 ราคาตลาดนี้จะใช้เป็นฐานในการกำหนดราคาให้ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าทุกรายจะได้รับจากการขายไฟฟ้าและที่ผู้ซื้อไฟฟ้าทุกรายจะต้องชำระค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากตลาดซื้อขายไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในแต่ละพื้นที่มีโอกาสเลือกรับไฟฟ้าจากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าโดยตรง และ/หรือ รับไฟฟ้าจากตลาดซื้อขายไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยใหญ่ที่มีอุปสงค์มากกว่า 100 KW ก็มีโอกาเลือกรับไฟฟ้าจากผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าโดยตรงหรือรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในพื้นที่นั้น ๆ ได้ แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ยังไม่มีโอกาสเลือก



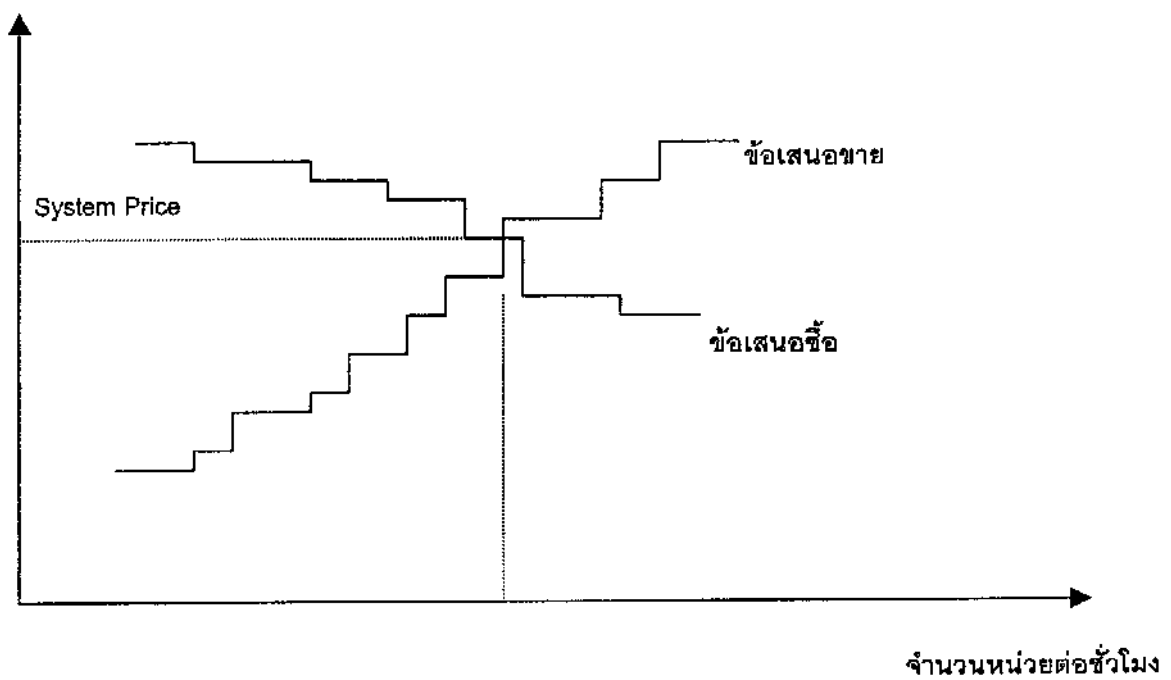
รูปที่ 4 โครงสร้างภาคไฟฟ้าแบบที่ 3

ราคาเสนอขายต่อหน่วย



รูปที่ 5 System Price ในชั่วโมงหนึ่งใน Spot Market ใน ประเทศอังกฤษ

ราคาต่อหน่วย



รูปที่ 6 System Price ในชั่วโมงหนึ่งใน Spot Market ใน Nord Pool

ในประเทศอังกฤษราคาที่กำหนดในลักษณะที่แสดงไว้ในรูปที่ 5 เรียกว่าราคาส่วนเพิ่มของระบบ SMP (system marginal price) และราคาของผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าได้ในชั่วโมงนั้นทุกรายจะได้รับค่าไฟฟ้าในราคาหน่วยละเท่ากับ PIP (pool input price)^๑

$$PIP = SMP + VOLL * LOLP$$

โดย VOLL คือมูลค่าของภาระที่มีได้รับไฟฟ้า (value of loss load) ซึ่งจะเท่ากับต้นทุนของระบบที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าเพียงพอสำหรับอุปสงค์สูงสุด หรืออีกนัยหนึ่งจะเท่ากับจำนวนเงินที่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตพร้อมที่จะลงทุนสร้างกำลังการผลิตในส่วนที่เกินกว่าอุปสงค์สูงสุดของระบบและ LOLP คือ ความน่าจะเป็นที่ไฟจะดับ (loss of load probability) ซึ่งเป็นความน่าจะเป็นที่อุปทานไม่เพียงพอกับอุปสงค์ ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง

ดังนั้น ผลคูณ VOLL*LOLP ซึ่งเป็นส่วนเพิ่มจาก SMP จึงเป็นแรงจูงใจให้ผู้ดำเนินการกิจกรรมการผลิตสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อให้อุปทานมากกว่าอุปสงค์

ผู้ซื้อไฟฟ้าจากตลาดจะต้องชำระค่าไฟฟ้าในอัตราเท่ากับ POP (pool output price)

$$POP = PIP + \text{Uplift Charge}$$

โดย Uplift Charge เป็นค่าใช้จ่ายต่อหน่วยที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานของตลาดซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายในการปรับแต่งเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าโรงสุดท้าย (marginal plant adjustment) เพื่อให้อุปทานเท่ากับอุปสงค์ในชั่วโมงนั้น ๆ

เนื่องจาก POP มีความผันผวนค่อนข้างสูง ทำให้ภาคอุตสาหกรรมการผลิตมีอาจประมาณต้นทุนของผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้ จึงมีสัญญาสำหรับส่วนต่าง CfD (contract for difference) สำหรับผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้ากับผู้ซื้อไฟฟ้ารายใหญ่ขึ้น โดยมีกำหนดจำนวนพลังงานไฟฟ้าและราคาพลังงานไฟฟ้า ตามสัญญาสำหรับส่วนต่าง (CfD striking price) ไว้ในแต่ละสัญญา ซึ่งเมื่อใดที่ราคาไฟฟ้าในตลาดซื้อขายสูงกว่าราคาที่กำหนดไว้ในสัญญา CfD ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าจะเป็นผู้ชำระเงินให้แก่คู่สัญญาในหน่วยละเท่ากับส่วนต่างในราคาดังนั้น แต่เมื่อใดที่ราคาไฟฟ้าในตลาดซื้อขายต่ำกว่าราคาที่กำหนดไว้เป็นสัญญา CfD คู่สัญญาจะเป็นผู้ชำระเงินให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าในหน่วยละเท่ากับส่วนต่างในราคาดังนั้นเช่นกัน ซึ่งจะเป็นการลดความผันผวนในราคาได้ในระดับหนึ่ง

^๑ <http://www.eia.doc.gov/emeu/rgem/electric/ch212.html>, August 31,2000

ในประเทศอังกฤษ การดำเนินงานในกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าใช้แนวทางเศรษฐกิจที่มีตลาดแข่งขันแบบทุนนิยม ซึ่งผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าต้องเป็นภาคเอกชน จึงมีการแปรรูปกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าจากการดำเนินงานโดยภาครัฐมาเป็นการดำเนินงานโดยภาคเอกชน นอกจากนี้ยังแปรรูปการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในแต่ละพื้นที่มาเป็นกิจการที่ดำเนินงานโดยภาคเอกชนอีกด้วย เมื่อเป็นเช่นนี้ประเทศอังกฤษจึงจัดตั้งหน่วยงานขึ้นมาเพื่อกำกับดูแลเกี่ยวกับมาตรฐานการให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้า อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าและกำหนดขีดความสามารถเพิ่มผลิตภาพการผลิตให้แก่ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้เพื่อเกิดความเป็นธรรมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการผลิตและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การกำกับดูแลในลักษณะนี้เป็นงานหนักซึ่งต้องใช้ทรัพยากรจำนวนมาก และต้องมีรายละเอียดมากเกี่ยวกับกฎข้อบังคับและการกำกับดูแล

โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศนอร์เวย์ได้ใช้โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศอังกฤษเป็นต้นแบบโดยปรับปรุงตลาดซื้อขายไฟฟ้าให้มีการดำเนินงานใกล้เคียงกับการแข่งขันอย่างสมบูรณ์ให้ทั้งผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้า ยื่นข้อเสนอซื้อไฟฟ้าและข้อเสนอขายไฟฟ้าได้แทนที่มีแต่ผู้ขายไฟฟ้าเท่านั้นที่สามารถยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าอย่างในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในประเทศอังกฤษ นอกจากนี้ยังสามารถสร้างการแข่งขันเกิดขึ้นได้ในภาคไฟฟ้า โดยไม่ต้องเปลี่ยนความเป็นเจ้าของ (ownership) ในกิจกรรมอีกด้วย^{9]} การซื้อขายไฟฟ้าในประเทศนอร์เวย์ (Nord Pool) มีอยู่ 3 ตลาด^{10]} ด้วยกันคือ

- Spot Market (Elspot)
- Regulation Market
- Futures Market (Eltermin)

Spot Market และ Regulation Market เป็นตลาดที่มีการส่งมอบไฟฟ้าจริง ๆ แต่ Futures market เป็นตลาดการเงิน (financial market) เพื่อป้องกันการขาดทุน (hedging) และบริหารความเสี่ยง Spot Market เป็นตลาดที่มีการซื้อขายไฟฟ้าวันต่อวันโดยสัญญาที่ซื้อและขายไฟฟ้าที่กระทำกันในวันนั้นจะต้องส่งมอบไฟฟ้ากันในวันถัดไป ข้อเสนอซื้อและข้อเสนอขายกำหนดเป็นรายชั่วโมงของวันโดยระบุจำนวน MWH ที่ต้องการและราคาต่อ MWH ดังนั้นในหลักการแล้ววันหนึ่งสามารถมีการกำหนดราคาได้ถึง 24 ครั้ง (price section) แต่ในทางปฏิบัติแล้วมีเพียง 6 ครั้ง เท่านั้น สำหรับวันจันทร์ถึงวันศุกร์ และมีเพียง 4 ครั้ง สำหรับวันเสาร์และวันอาทิตย์ จำนวนMWH ในแต่ละ

^{9]} E. Magnus and A. Midttun, " Electricity Market Reform in Norway, " Macmillan Press Ltd., London, England, 2000, p.1-5

^{10]} E. Magnus and A. Midttun, op.cit. p.11-12

ชั่วโมงและราคาต่อ MWH ในข้อเสนอซื้อและข้อเสนอขายจะนำมากำหนดราคาระบบ (system price) แสดงไว้ในรูปที่ 6 ดังนี้

Regulation Market จัดตั้งขึ้นเพื่อรองรับการเบี่ยงเบนที่เกิดขึ้น ซึ่งอาจเกิดขึ้นได้จาก ความแตกต่างระหว่างอุปสงค์จริงกับค่าพยากรณ์ และ/หรือ ความแตกต่างระหว่างอุปทานจริงกับ ปริมาณที่จะขายตามสัญญา ผู้ดำเนินกิจกรรมการปฏิบัติการในระบบไฟฟ้า มีหน้าที่สร้างดุลย์ในระบบ โดยต้องเรียกประมูลจากรายชื่อของผู้ดำเนินกิจกรรมการผลิตไฟฟ้าที่ได้มาจดทะเบียนล่วงหน้าและเป็นผู้ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้มาในระยะเวลานั้น

Futures Market จัดตั้งขึ้นเพื่อป้องกันการขาดทุนจากราคา (price hedging) และบริหาร ความเสี่ยงเมื่อมีการซื้อหรือขายไฟฟ้าเพราะราคาค่าไฟฟ้าใน Spot Market จะมีความผันผวนมากทำให้เกิดความเสี่ยงมากในธุรกรรมที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้า Futures Market มีวัตถุประสงค์คล้ายคลึงกับ สัญญา CfD ในประเทศอังกฤษ สัญญา CfD เป็นเพียงสัญญาระหว่างนิติบุคคลและ/หรือ บุคคลเท่านั้น แต่ Futures Market เป็นตลาดอย่างเป็นทางการ (formal market) มีความโปร่งใสตรวจสอบได้ Futures Market นี้ ดำเนินการซื้อขายในรูปสัญญามาตรฐานการเงินซึ่งเป็นข้อตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายโดยที่ผู้ขายจะส่งมอบไฟฟ้าในจำนวนคงที่ในราคาที่แน่นอนตามกำหนดเวลาส่งมอบที่ระบุไว้ แม้ว่ามีการซื้อหรือการขายไฟฟ้าจริง ๆ ใน Spot Market อาจเปลี่ยนแปลงในแต่ละชั่วโมงตลอดระยะเวลาของสัญญา ผู้ที่จะซื้อหรือขายใน Futures Market จะต้องกำหนดระดับจำนวน MWH ที่ต้องการป้องกันการขาดทุนไว้ ผู้ที่มีแผนการจะซื้อหรือขายไฟฟ้าใน Spot Market และทำการป้องกันการขาดทุนใน Future Market ไว้ในปริมาณระดับต่ำ ก็ย่อมจะประสบกับความผันผวนมากในราคาใน Spot Market แต่ถ้าได้ทำการป้องกันการขาดทุนใน Future Market ไว้ในปริมาณระดับสูงขึ้นไป ก็จะสามารถประสบความผันผวนที่น้อยกว่าในราคาใน Spot Market.

Futures Market ใน Nord Pool มีสัญญา 2 ประเภท คือสัญญาอนาคต (Futures Contracts) และสัญญาล่วงหน้า (Forwards Contracts) สำหรับสัญญาอนาคตนั้น มูลค่าของสัญญาจะคำนวณเป็นรายวันตามการเปลี่ยนแปลงในราคาในระบบใน Spot Market การชำระเงินและการรับเงินจะกระทำเป็นรายวันระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย ส่วนสัญญาล่วงหน้านั้น จะไม่มีการชำระเงินหรือการรับเงินเกิดขึ้นก่อนการส่งมอบไฟฟ้า ยอดกำไร/ขาดทุนจะสะสมทุกวันในช่วงเวลาซื้อขาย และจะมีการชำระเงินและการรับเงินเกิดขึ้นทุกวันในช่วงเวลาส่งมอบไฟฟ้า รายละเอียดเกี่ยวกับ Futures Market ใน Nord Pool อาจศึกษาเพิ่มเติมได้จากวรรณกรรม^{11]}

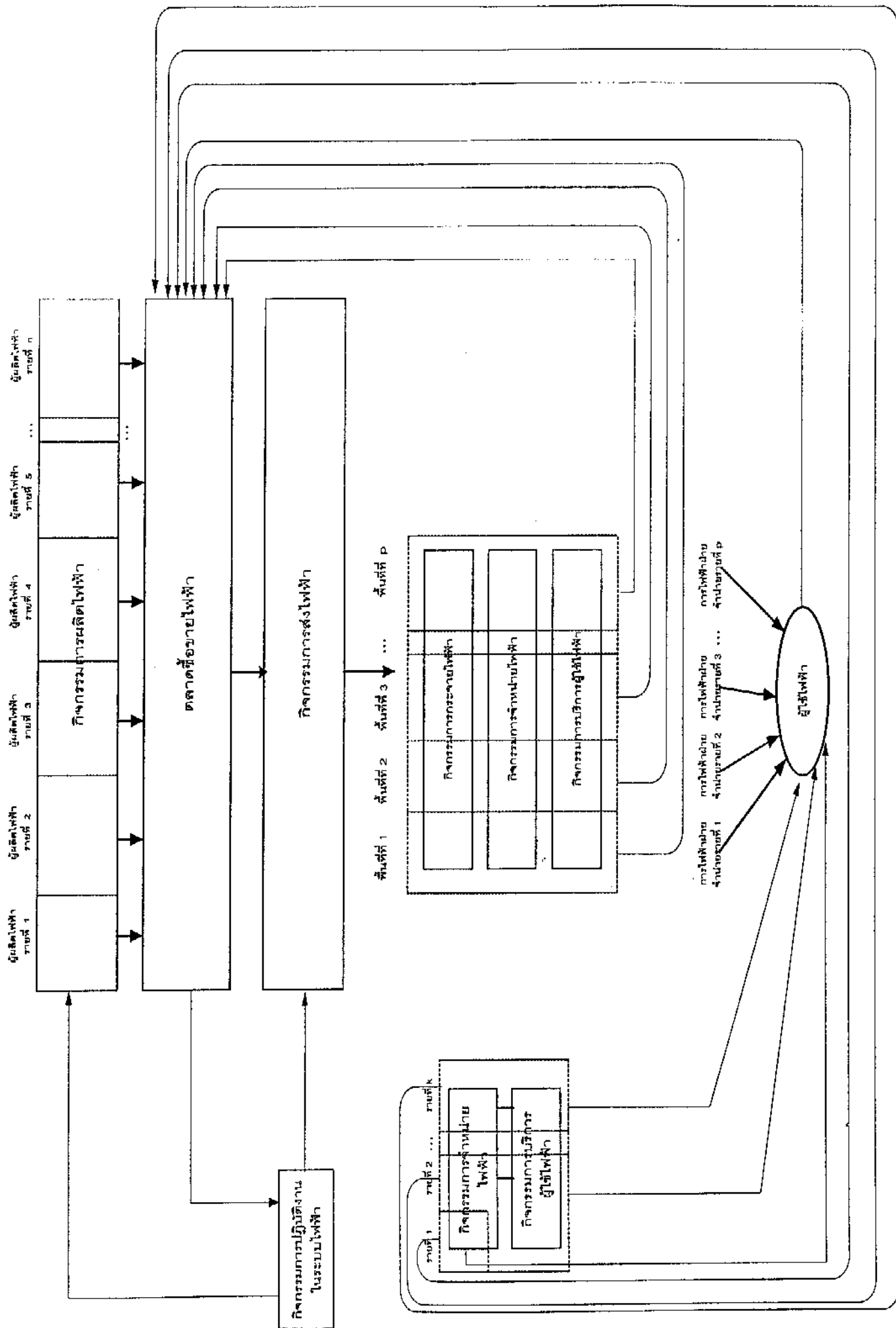
^{11]} E. Magnus and A. Midttun, op.cit. p.68 - 79

โครงสร้างภาคไฟฟ้าในประเทศนอร์เวย์กำหนดระบบการกระจายไฟฟ้าเปิดให้ผู้ดำเนินกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าถึงได้โดยผู้เกี่ยวข้องต้องเสียค่าผ่านสายในระบบการกระจายไฟฟ้าทำนองเดียวกันกับค่าผ่านสายในระบบส่งไฟฟ้า ทำให้เกิดผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า (Retailing) ขึ้นหลายรายโดยผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า ซื้อไฟฟ้าจาก Spot Market แล้วนำมาจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นผู้ชำระค่าผ่านสายในระบบส่งไฟฟ้า และ/หรือระบบการกระจายไฟฟ้าสุดแล้วแต่กรณี ผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้านี้อาจดำเนินการจัดหาและจำหน่ายไฟฟ้าเพียงกิจการเดียวก็ได้ โดยผู้ใช้ไฟฟ้าชำระค่าบริการเกี่ยวกับการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าให้แก่ผู้ดำเนินกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า ตามที่มีข้อตกลงกัน หรือผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าอาจดำเนินทั้งกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและกิจการการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าเองก็ได้ ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่หนึ่ง ๆ มีโอกาสเลือก การแข่งขันในกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและกิจการการบริการผู้ใช้ไฟฟ้าจึงเกิดขึ้น นอกจากนี้ Nord Pool ยังเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคุณสมบัติไม่ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดสามารถยื่นข้อเสนอซื้อและข้อเสนอขายไฟฟ้าใน Spot Market ได้ เช่นเดียวกับผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า การที่ต้องกำหนดคุณสมบัติขั้นต่ำสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะเข้าไปซื้อขายไฟฟ้าใน Spot Market นั้น ก็คือผู้ดำเนินงานกิจกรรมการปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้าจะต้องทำดุลย์เป็นรายชั่วโมง (hourly balance) สำหรับผู้ซื้อซื้อขายไฟฟ้าทุกราย ผู้ซื้อขายไฟฟ้าใน Spot Market ต้องมีมิเตอร์ที่สามารถบันทึกจำนวนไฟฟ้าที่เข้าไปในหน่วยงานของตนเองเป็นรายชั่วโมงได้แก่จำนวนไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นเองและจำนวนไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามา จำนวนไฟฟ้าที่ออกไปได้แก่ จำนวนไฟฟ้าที่ใช้ไปในหน่วยงานของตนเองและจำนวนไฟฟ้าที่ขายไป ผลต่างระหว่างจำนวนไฟฟ้าเข้าทั้งหมดกับจำนวนไฟฟ้าออกทั้งหมด คือ Balance Power

$$\text{Balance Power} = \text{Total In} - \text{Total Out}$$

ดังนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าไปซื้อขายไฟฟ้าใน Spot Market ก็ต้องมีมิเตอร์ที่สามารถบันทึกจำนวนไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมงด้วย เพื่อให้ผู้ดำเนินงานกิจกรรมการปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้าสามารถทำดุลย์การชำระ (settlement) ได้ จึงทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยไม่สมควรที่จะเข้าไปซื้อไฟฟ้าจากตลาดโดยตรง เพราะมิเตอร์ดังกล่าวราคาแพงเกินไปที่จะใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยซึ่งใช้ไฟฟ้าในเดือนหนึ่ง ๆ เป็นจำนวนไม่มาก

โครงสร้างภาคไฟฟ้าดังที่ใช้อยู่ในประเทศนอร์เวย์เป็นโครงสร้างแบบที่ 4 ซึ่งแสดงไว้ในรูปที่ 7 เป็นโครงสร้างที่มีการแข่งขันเกือบสมบูรณ์ในกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า และมีการแข่งขันในระดับหนึ่งในกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและกิจการการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า จึงเป็นโครงสร้างที่น่าสนใจมาก



รูปที่ 7 โครงสร้างภาคไฟฟ้า แบบที่ 4

สรุป

การแยกกิจกรรมที่ผูกขาดโดยธรรมชาติออกจากกิจกรรมอื่น ๆ ในภาคไฟฟ้า และการกำหนดโครงสร้างภาคไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการแยกกิจกรรมดังกล่าว เป็นแนวทางที่ก่อให้เกิดการแข่งขันขึ้นในภาคไฟฟ้า ซึ่งจะก่อให้เกิดประสิทธิภาพในการดำเนินงาน และส่งผลประโยชน์ลงไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ ความเป็นเจ้าของ (ownership) ในกิจกรรมไม่ใช่เป็นปัจจัยหลักที่ทำให้เกิดความแตกต่างในด้านประสิทธิภาพการผลิต (productive efficiency)^{12]} และมีเหตุผลน้อยมากที่จะคาดหวังว่าการแปรรูปเป็นภาคเอกชนจะลดค่าใช้จ่ายได้^{13]} ดังนั้นนโยบายการปรับโครงสร้างภาคไฟฟ้าเพื่อรองรับการแปรรูปรัฐวิสาหกิจ จึงควรเริ่มจากการแยกกิจกรรมที่ผูกขาดโดยธรรมชาติ คือ กิจกรรมการส่งไฟฟ้า กิจกรรมการปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้าและกิจกรรมการกระจายไฟฟ้า ออกจากกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้าและกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า และจัดโครงสร้างภาคไฟฟ้าดังโครงสร้างแบบที่ 4 เพื่อเอื้อให้กิจกรรมที่มีใช้การผูกขาดโดยธรรมชาติสามารถแข่งขันกันได้ ประเด็นที่ต้องศึกษาให้รอบคอบคือขนาดของกิจกรรมที่เหมาะสม เพื่อให้มีการประหยัดด้านขนาดเกิดขึ้น ตลาดรองอย่าง Futures Market ในประเทศนอร์เวย์น่าจะนำมาใช้ในประเทศไทยมากกว่าสัญญา CfD อย่างในประเทศอังกฤษ เพื่อป้องกันการขาดทุน และบริหารความเสี่ยงให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่และผู้ดำเนินกิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า การกำหนดคุณสมบัติขั้นต่ำสำหรับผู้ที่ต้องการดำเนินกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า กิจกรรมการจำหน่ายไฟฟ้า และกิจกรรมการบริการผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นงานที่จะต้องกระทำคู่ขนานไปกับการปรับโครงสร้างภาคไฟฟ้า ดังนั้นการเพิ่มประสิทธิภาพในภาคไฟฟ้า จึงเป็นการแยกกิจกรรมที่ผูกขาดโดยธรรมชาติออกจากกิจกรรมอื่น ๆ ในภาคไฟฟ้า และปรับโครงสร้างภาคไฟฟ้าให้รองรับและเอื้อให้เกิดการแข่งขันของกิจกรรมในภาคไฟฟ้าที่ไม่ใช่กิจกรรมผูกขาดโดยธรรมชาติดังที่ได้กล่าวมาแล้ว มากกว่าการเปลี่ยนความเป็นเจ้าของในกิจกรรมโดยคาดว่าประสิทธิภาพจะเพิ่มขึ้น

^{12]} วิชิต หล่อจิระขุนทดกุล, ธีรพงษ์ วิภิตเศรษฐ และจิราวัลย์ จิตรถเวช, "การวัดประสิทธิภาพของกิจกรรมไฟฟ้าระบบจำหน่ายในประเทศไทย," รายงานวิจัย, ศูนย์บริการวิชาการ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์, พฤศจิกายน 2542 68 หน้า

^{13]} M.G. Pollitt, "Ownership and Performance in Electric Utilities," Oxford University Press, Oxford, England, 1995, p.48