

รายงานโครงการวิจัยฉบับสมบูรณ์

(FINAL REPORT)

เรื่อง

การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน
กรณีศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่

เสนอต่อ

สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง

จัดทำโดย

สำนักนโยบายการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง

กันยายน 2552

รายงานโครงการวิจัยฉบับสมบูรณ์
(FINAL REPORT)

เรื่อง

การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน
กรณีศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่

เสนอต่อ

สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง

จัดทำโดย

นางไพรินทร์ ศรีสุภาวินิจ	ที่ปรึกษาโครงการ
นางสาววิมล ชาทะมีนา	หัวหน้าโครงการ
นายกวิตม์ ศิริสรรรพ์	นักวิจัย
นายวรัณ ประดิษฐ์ทัศนีย์	นักวิจัย
นายวิธีร์ พานิชย์วงศ์	นักวิจัย
นายณัฐพล ศรีพจนารถ	นักวิจัย

สำนักนโยบายการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง

กันยายน 2552

บทสรุปผู้บริหาร

การร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (Public-Private Partnerships หรือ PPP) เป็นรูปแบบหนึ่งในการจัดหาสินค้าและบริการซึ่งเดิมดำเนินการโดยภาครัฐเพียงลำพัง โดยให้ภาคเอกชนมีบทบาทมากขึ้น ซึ่งทำให้โครงการลงทุนสามารถดำเนินการได้โดยไม่ต้องรอรัฐบาลจัดสรรงบประมาณ เป็นการลดภาระการคลังรวมทั้งสามารถถ่ายโอนความเสี่ยงไปให้ภาคเอกชนได้ อย่างไรก็ตาม สัญญาโครงการ PPP อาจถูกปิดกั้นในบางประเด็นด้วยเหตุผลด้านธุรกิจ ทำให้สาธารณชนไม่สามารถตรวจสอบได้สะดวก และขาดความโปร่งใส และกลายเป็นเครื่องมือบิดเบือนการแสดงฐานะการคลังหรือหนี้สาธารณะได้ ดังนั้นการวิเคราะห์และประเมินภาระทางการคลังจากโครงการ PPP จะช่วยให้รัฐบาลทราบถึงภาระการคลังที่แน่นอน (Direct Liability) และความเสี่ยง (Contingent Liability) ทั้งที่เป็นภาระแบบชัดเจน (Explicit Liability) และภาระแบบโดยนัย (Implicit Liability) ที่อาจเกิดขึ้นจากการร่วมทุนกับภาคเอกชน ซึ่งจะเป็นประโยชน์ในการวางแผนและการบริหารจัดการความเสี่ยงทางการคลังของรัฐบาล

ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) เพื่อใช้เป็นกรณีตัวอย่าง เนื่องจากเป็นโครงการที่มีการดำเนินงานมาตั้งแต่ปี 2537 ทำให้สามารถติดตามผลการดำเนินงานได้ มีลักษณะการร่วมทุนแบบบริษัทเอกชนเป็นผู้ก่อสร้าง เป็นเจ้าของและดำเนินการ (Build Own Operate: BOO) ทั้งนี้ ในการดำเนินโครงการ IPP การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะมีภาระผูกพันตามสัญญาซื้อไฟฟ้าระยะยาวจาก IPP ตามสูตรที่ระบุไว้ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างภาครัฐและเอกชน (Power Purchase Agreement PPA) โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) โดยค่า AP เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. ต้องจ่ายหากโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการผลิต ในส่วนค่า EP จะเป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายตามปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ ภาระในการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ของ กฟผ. จะเป็นองค์ประกอบสำคัญหนึ่งของต้นทุนค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สะท้อนอยู่ในค่าไฟฟ้าขายส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ กฟภ. และ กฟน. และสะท้อนอยู่ในค่าไฟฟ้าขายปลีกให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า (ค่าขายไฟฟ้าประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ หรือค่า F) อย่างไรก็ตาม ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า อาจไม่สามารถส่งผ่านมายังค่าไฟฟ้าขายปลีกและค่าไฟฟ้าขายได้ทั้งหมด หรือ ต้องใช้เวลาในการปรับ เปลี่ยนราคา เพื่อไม่ให้เกิดการปรับราคาค่าไฟฟ้าเป็นภาระกับประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้ามากนัก

ในการประเมินภาระและความเสี่ยงทางการคลังจากโครงการ IPP คณะผู้วิจัยได้ประยุกต์ใช้แบบจำลองในการประเมินความเสี่ยงทางการคลังและภาระทางการคลัง (Fiscal Risk Model) ของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ในการศึกษาและประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังที่จะเกิดขึ้นหรืออาจจะเกิดขึ้นจาก กฟผ. ในระยะปานกลาง (ปี 2552 - 2557) โดยมีตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังที่สำคัญ 3 ตัวชี้วัด คือ 1) เงินรับสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล 2) หนี้สุทธิของรัฐบาลวิสาหกิจ และ 3) ความสามารถในการความต้องการด้านเงินทุนรวม โดยสมมติฐานหลักที่เป็นปัจจัยเปลี่ยนแปลงต่อการประมาณการต้นทุนและภาระ

ผูกพันจากการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ IPP และตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง ที่สำคัญ ได้แก่ อัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ อัตราแลกเปลี่ยน อัตราเงินเฟ้อทั่วไป และราคาเชื้อเพลิง

ทั้งนี้ ในการวิเคราะห์ภาระและความเสี่ยงทางการคลังในการวิจัยนี้ จะใช้การวิเคราะห์ความเสี่ยงตามสถานการณ์จำลอง (Scenario analysis) 3 สถานการณ์ ได้แก่ สถานการณ์ปกติ หรือกรณีฐาน สถานการณ์ดีที่สุด และสถานการณ์แย่ที่สุด รวมทั้งการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress test) 2 กรณี ได้แก่ ภาวะวิกฤตที่เกิดจากอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่า และจากอัตราเงินเฟ้อที่สูงขึ้น

จากกรอบการดำเนินการข้างต้น สามารถสรุปภาระและความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดขึ้นกับ รัฐบาล และ กฟผ. จากโครงการ IPP ใน 4 เรื่อง คือ

1) ความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากการดำเนินโครงการ IPP ที่จะกระทบต่อสถานะทางการเงินของ กฟผ. ในช่วงปี 2552-2557 พบว่า ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นทุกกรณี (ในปี 2552 มี IPP 7 ราย และเพิ่มเป็น 10 รายในปี 2554 และตั้งแต่ปี 2558 จะทยอยลดจำนวนลงตามการซื้อไฟฟ้าที่หมดสัญญาซื้อขาย) ในขณะที่ตัวชี้วัดเงินรับสุทธิจากงบประมาณของทุกกรณีเป็นบวกและมีแนวโน้มสูงขึ้น หนี้สุทธิของ กฟผ. มีแนวโน้มสูงขึ้นจากความต้องการเงินทุนเพื่อนำไปใช้ในการลงทุนตามแผน และวิกฤตค่าเงินจะทำให้หนี้สุทธิของ กฟผ. สูงที่สุด สำหรับตัวชี้วัดความต้องการด้านเงินทุนรวม พบว่า กฟผ. มีสถานะดุลการดำเนินงานสุทธิเกินดุลหรือมีกำไรจากการดำเนินงานแต่ยังไม่เพียงพอต่อรายจ่ายลงทุน ทำให้มีแนวโน้มความต้องการเงินทุนเพื่อการลงทุนต่อเนื่อง

2) ความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากการระบายไฟฟ้าที่ กฟผ. ไม่สามารถส่งผ่านต้นทุนค่าไฟฟ้าได้ทั้งหมดผ่านค่า F_t พบว่าค่า F_t ในปัจจุบันจะสามารถเปลี่ยนแปลงตามราคาค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า โดย กฟผ. ต้องรับภาระต่อผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเอง นอกจากนั้นแล้วผลจากการดำเนินนโยบายของรัฐบาลที่ต้องการช่วยเหลือประชาชนซึ่งเป็น end user ให้ลดภาระค่าใช้จ่ายจากราคาไฟฟ้าที่สูงขึ้น จึงมีการชะลอการปรับขึ้นค่า F_t มีผลให้ กฟผ. ต้องแบกรับภาระบางส่วน ซึ่งหากนำไปจ้ยเชิงนโยบายที่จะส่งผลต่อการปรับขึ้นค่า F_t ดังกล่าวข้างต้น มาประกอบการจัดทำประมาณการแล้ว ปรากฏว่าไม่ส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องหรือตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังอย่างมีนัยสำคัญในทุกกรณี

3) ความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากเหตุสุดวิสัยทั้งที่ระบุและไม่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) พบว่า มีการระบุเหตุสุดวิสัยในสัญญา PPA ค่อนข้างครอบคลุมทุกประเด็นอยู่แล้ว หากเกิดเหตุสุดวิสัยที่ไม่ได้ระบุไว้ กฟผ. และคู่สัญญาจะร่วมกันแก้ไขปัญหาเป็นกรณีไป

4) ความเสี่ยงของรัฐบาลจากการค้ำประกันเงินกู้ให้แก่ กฟผ. พบว่า สัดส่วนของหนี้ดังกล่าวที่กระทรวงการคลังค้ำประกันอยู่ในระดับที่สูง ถึงร้อยละ 80 อย่างไรก็ตาม สถานะทางการเงินของ กฟผ. อยู่ในเกณฑ์ดี และไม่เคยประสบปัญหาการขาดสภาพคล่อง และความสามารถในการชำระภาระหนี้

ผลการศึกษาและวิเคราะห์สรุปได้ว่า การดำเนินโครงการ IPP นอกจากจะไม่ก่อให้เกิดภาระและความเสี่ยงทางการคลังที่เป็นปัญหาต่อ กฟผ. และรัฐบาลอย่างมีนัยสำคัญแล้ว โครงการ IPP ยังเข้ามาแบ่งเบาภาระในการผลิตไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ต้องผลิตไฟฟ้าให้ได้ทันความต้องการไฟฟ้า ในขณะที่ยังรับซื้อไฟฟ้าจาก

IPP มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ถูกกว่าการผลิตเอง และ กฟผ.มีข้อจำกัดในเรื่องงบประมาณในการขยายการผลิตไฟฟ้า และมีข้อจำกัดในเรื่องแหล่งพลังงานที่มีราคาถูก

อย่างไรก็ตาม นักวิจัยยังมีความเห็นและข้อเสนอแนะในวิเคราะห์และประเมินความเสี่ยงจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยจำแนกความเห็นและข้อเสนอแนะเป็น 3 ระดับ ดังนี้

1) การดำเนินงานของ IPP

1.1) การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต้องระบุให้ชัดเจนว่าใครจะเป็นผู้รับผิดชอบภาระความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น เนื่องจากมีปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญหลายประการในการซื้อไฟฟ้าจาก IPP

1.2) ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในแต่ละแห่ง ควรมีการเตรียมความพร้อมในเรื่องสถานที่หรือทำเลที่ตั้ง และการยอมรับของประชาชนในพื้นที่ เพื่อไม่ให้เกิดการต่อต้านจากประชาชน

2) การดำเนินงานของ กฟผ.

2.1) จากนโยบายบรรเทาภาระค่าไฟฟ้าที่จะเกิดกับประชาชนผ่านการปรับค่า F_c ทำให้ กฟผ. มียอดรายได้ค้างรับเกือบ 20,000 ล้านบาท ซึ่งรัฐบาลควรทยอยลดยอดคงค้างดังกล่าว

2.2) ควรกำหนดค่า AP ที่มีลักษณะเป็นการประกันราคา อย่างรอบคอบ และควรมีการบริหารจัดการในการส่งผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด

2.3) ควรมีการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยการรณรงค์ให้ประชาชนใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak อย่างจริงจังและต่อเนื่อง

2.4) ควรกระจายความเสี่ยงทางด้านเชื้อเพลิง และมีการเตรียมการหาแหล่งพลังงานทดแทนเพื่อรองรับกับปัญหาที่ประเทศจะต้องเผชิญในอนาคต

2.5) การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งควรรักษาและพัฒนาการบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อลดภาระต้นทุนในการดำเนินงานที่ไม่อาจส่งผ่านให้ผู้บริโภคได้

3) การดำเนินงานของรัฐบาล และหน่วยงานกำกับกิจการด้านพลังงาน

3.1) การพิจารณาคัดเลือก การกำกับดูแล และตรวจสอบการดำเนินการของ IPP ควรเป็นไปอย่างมีระบบและยึดหลักธรรมาภิบาล ที่มุ่งเน้นความโปร่งใส ตรวจสอบได้

3.2) เนื่องจากโครงการ PPP จะมีความสำคัญขึ้นเรื่อยๆ แต่ยังไม่มีการติดตามและประเมินผลอย่างบูรณาการ ดังนั้น ในระหว่างรอการจัดตั้ง PPP unit กระทรวงการคลังหรือภาครัฐที่เกี่ยวข้องควรมีการสร้างกลไกในการติดตามประเมินผลและเปิดเผยต่อสาธารณะอย่างเป็นระบบโดยเร็ว

Executive Summary

Public Private Partnerships (PPP) refers to arrangements in which the private sector supplies both infrastructure assets and services that have traditionally been provided by the government. As a result, PPP project would be executed and financed by the private sector and significant risk would be transferred from the government to the private sector. However, PPP can also be used as a government's tool to move public investment off budget and debt off the government balance sheet. Further, due to an accusation on business confidence, the contract between public and private sector might not be disclosed to the public and that would cause a lack of transparency. Consequently, an in dept analysis on fiscal risk and burden from PPP should be done so as to clarify any "direct liability" and "contingent liability" which might be explicitly or implicitly acknowledged in the contracts or regulations. The government would then accurately equip with a comprehensive risk management strategy.

The Independent Power Producer or IPP – a Build Own Operate (BOO) PPP is raised as a case study in this study because IPP in Thailand was commenced since 1994 so that sufficient information could be obtained for further analysis. A Power Purchase Agreement (PPA), a long term contract between Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) and the IPP, is a key element determining a structure of fiscal risk and burden. Most PPA has a tariff structure of "take – or – pay" contract so that in the event of low demand in electricity, EGAT obligated to pay to IPP. The IPP tariff structure comprises two parts namely the Availability Payment (AP) and the Energy Payment (EP). EGAT has to pay AP when IPP is ready to generate the electricity regardless of dispatch. When IPP are requested to dispatch, EP will be paid to IPP according to the generating volume. AP and EP, together with other cost of electricity generation, would be the most important cost that passed through to the electricity's end user. In theory, the tariff charged to end user would be adjusted from time to time to include all relevant cost from electricity generation by the automatic adjustment mechanism - so called " F_t ". However, in practice all cost could not totally be passes to F_t because of the government policy to decrease cost of living for Thais. That means that EGAT has to bear that cost which effect to EGAT's financial performance.

In this study, the Fiscal Risk Model developed by International Monetary Fund (IMF) was applied to analyze fiscal risk from IPP to public sector (government and EGAT) during year 2009 - 2014. Three key financial indicators were utilized which are 1) Net flow from the budget 2) Net debt and 3) Gross financing needs. The projection on IPP purchasing and key indicators were made in 3 scenarios

(base case, optimistic case and pessimistic case) by changing a set of macro economic indicators such as GDP growth, FX, inflation, gas price and coal price etc. Two stress test scenarios (Baht depreciation and high inflation) were also done as well.

Within the framework mentioned above, four main fiscal risks were determined and analyzed as followed.

1) Expense from IPP purchasing increases in every case because of higher demand, higher unit cost and increase number of IPPs (more three IPPs in year 2011 onward which made ten IPPs in our scope of analysis). In all cases, net flow from the budget is positive with upward trend. Net debt increases along with an increase in investment. A crisis in Baht depreciation makes EGAT experiences the highest net debt. Finally, EGAT is able to generate net profit in all cases but those profits would not cover a need for investment. Hence, a borrowing from both domestic and foreign market is obtained.

2) Fiscal risk from inability to pass all generating costs to F_1 is observed in this study. However, by applying an incomplete cost pass through to end user assumption, we find out that there would be no significant impact on EGAT's financial performance.

3) Fiscal risk from Force Majeure is studied. We find out that Force Majeure in PPA would cover almost all of the possible events that could cause uncertainty in operation of IPP and risk for EGAT. As a result, in circumstance that force majeure occurs, the party claiming the force majeure would notify the other counterparty and identify the nature of the event. Both parties, then would use all reasonable effort to cope with the problems and figure out the solutions.

4) Even a high number of the government loan guarantee, EGAT loan would not be a major source of fiscal risk for the government since EGAT has a sound financial performance and good proven track record regarding liquidity and ability to repay debt burden.

In summary, IPP would not create a significant risk to EGAT and the government. On the other hand, it would normally be a major source of power generation with effective cost control.

However, some recommendations are made for IPP, EGAT, government and concerned regulators.

i) IPP

1. PPA must be prepared with caution especially in the area of risk identification and risk responsibility.

2. Environmental examination and community preparation must be done cautiously prior to construct a power plant to avoid undesirable dispute.

ii) EGAT

1. The burden from inability to pass through all generating cost to end users which are now hold in EGAT financial statement by approximately 20 billion Baht should be gradually removed or compensated by the government budget.

2. The determination of AP when making the PPA must be done cautiously since the nature of AP is a take – or – pay tariff. Moreover, the electricity demand - supply management should also be done precisely to avoid an excessive cost.

3. People awareness regarding electricity consumption should be continuously promoted to minimize energy expense.

4. The diversification of sources of power generation and substitute energy should be promoted.

5. The electricity authorities should maintain and extend ability to manage their efficiency in operation and administration to minimize cost passed to end user.

iii) Government, regulator and concerned agencies regarding PPP

1. The process of selecting, supervising and examining the IPP should be done under a good governance and transparent manner.

2. While waiting for an establishment of PPP unit, Ministry of Finance or concerned agencies should consider a possibility to set up a mechanism to monitor and integrate fiscal risk from all PPP projects since they become more and more important tool for government.

สารบัญ

บทสรุปผู้บริหาร

-๗-

บทที่ 1 บทนำ (Introduction)	1
1.1 ความเป็นมาและเหตุผลความจำเป็น	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย	3
1.3 ขอบเขตในการศึกษาวิจัย	3
1.4 วิธีในการดำเนินการวิจัย	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	4
 บทที่ 2 ทบทวนวรรณกรรม (Literature Review)	 5
2.1 การวิเคราะห์ภาระและความเสี่ยงทางการคลัง	5
2.1.1 ภาระทางการคลัง	5
2.1.2 ความเสี่ยงทางการคลัง	7
2.2 ลักษณะโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชน (Public Private Partnership: PPP)	11
2.2.1 นิยามตามหลักสากล และบทบาทของ PPP	11
2.2.2 ลักษณะของการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน	11
2.2.3 ข้อดีและข้อเสียของ PPP	14
2.2.4 ความเสี่ยงจากโครงการ PPP	16
2.3 ประสบการณ์เกี่ยวกับ PPP ในต่างประเทศ	18
2.3.1 สถานการณ์การลงทุนโครงการ IPP	18
2.3.2 การถ่ายโอนความเสี่ยงให้ภาคเอกชน	19
2.3.3 ผลการดำเนินโครงการ IPP	19
2.4 กฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้อง	21
2.4.1 ความเป็นมา	21
2.4.2 สารสำคัญของพระราชบัญญัติฯ	22
2.4.3 ความเกี่ยวเนื่องกับภาระและความเสี่ยงทางการคลัง	28
2.5 การประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังจาก PPP	30
2.5.1 ภาระแน่นอน	31
2.5.2 ภาระเสี่ยง	31

บทที่ 3 ภาพรวม (Overview) โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)	34
3.1 ความเป็นมาของโครงการ	34
3.2 ลักษณะการดำเนินงานของโครงการ	37
3.3 กฎ ระเบียบข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง	38
3.3.1 มติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง	38
3.3.2 มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ	39
3.3.3 กฎ ระเบียบข้อบังคับ	48
3.4 บทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ต่ออุตสาหกรรมไฟฟ้าของไทย	50
3.5 ความเชื่อมโยงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่กับรัฐวิสาหกิจ	50
3.5.1 การคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่	51
3.5.2 การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และการกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่	52
3.5.3 การกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจากผู้ไฟฟ้า ได้แก่ กฟภ. และ กฟน.	55
3.6 ภาระความเสี่ยง (Risk Exposure) ที่อาจเกิดขึ้นกับภาครัฐ	60
3.6.1 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานที่เกิดกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และอาจส่งผ่านต่อการดำเนินงานของ กฟผ.	60
3.6.2 ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของ กฟผ. เองโดยตรง	61
 บทที่ 4 ระเบียบวิธีการศึกษา (Methodology)	 65
4.1 กรอบและแนวคิดที่ใช้ในการศึกษาภาระทางการคลังจาก IPP	65
4.2 แบบจำลองที่ใช้ในการศึกษาภาระทางการคลังจาก IPP	69
4.2.1 ขอบเขตความเสี่ยงทางการคลังในแบบจำลอง	71
4.2.2 ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังในแบบจำลอง	72
4.2.3 ขั้นตอนในการจัดทำแบบจำลอง	74
4.2.4 การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario Analysis)	75
4.2.5 การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test)	75
4.3 การประเมินความเสี่ยงทางการคลังในแบบจำลองของ IMF	76
4.3.1 ข้อมูลความเสี่ยงที่ปรากฏอยู่ในงบดุล	76
4.3.2 ข้อมูลความเสี่ยงอยู่นอกงบดุล (Off-Balance Sheet)	77
4.4 การประเมินความเสี่ยงทางการคลังจากโครงการ IPP	77
4.4.1 ภาระการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่มีลักษณะเป็นการประกันรายได้	78

4.4.2	ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับ โครงการ IPP ตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA)	80
4.4.3	ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP จากสาเหตุต่างๆ ซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA)	80
4.4.4	ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าในส่วนของค่า Ft	80
4.4.5	ภาระของรัฐบาลจากการค้ำประกันเงินกู้ให้แก่ กฟผ.	81
บทที่ 5	ผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูล	82
5.1	ผลการศึกษาและการวิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative Analysis) ด้วย การวิเคราะห์สถานการณ์จำลองและการทดสอบภาวะวิกฤต	83
5.1.1	ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP	85
5.1.2	การวิเคราะห์ผลกระทบจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อ สถานะทางการเงินของ กฟผ.	109
5.1.3	การวิเคราะห์ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังจากแบบจำลองประเมินความเสี่ยงทาง การคลังจากหน่วยงานภาครัฐของ IMF	124
5.2	ผลการศึกษาและการวิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative Analysis)	147
5.2.1	ภาระต้นทุนค่ารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่า Ft	147
5.2.2	ภาระของ กฟผ. จากเหตุผลวิสัยต่างๆ ที่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)	153
5.2.3	ภาระของ กฟผ. จากเหตุผลวิสัยต่างๆ ที่ไม่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)	155
5.2.4	ภาระจากการค้ำประกันเงินกู้ให้กับ กฟผ.	155
5.3	ผลการศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตามกรอบภาระการคลังของภาครัฐ	156
บทที่ 6	บทสรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	159
6.1	บทสรุป	159
6.2	ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	162
6.2.1	การดำเนินงานของ IPP	163
6.2.2	การดำเนินงานของ กฟผ.	163
6.2.3	การดำเนินงานของรัฐบาล กระทรวงการคลัง หน่วยงานกำกับด้าน PPP และ หน่วยงานกำกับกิจการด้านพลังงาน	164
6.3	ข้อจำกัดในการวิจัยและแนวทางการดำเนินงานต่อไป	168

บรรณานุกรม

ภาคผนวก

- ภาคผนวก 1 พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535
- ภาคผนวก 2 กฎกระทรวง (พ.ศ. 2537)
- ภาคผนวก 3 กฎกระทรวง ฉบับที่ 2 (พ.ศ. 2545)
- ภาคผนวก 4 รายละเอียดการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติที่สำคัญระหว่างปี พ.ศ. 2539 – 2544
- ภาคผนวก 5 ตัวอย่างการปรับปรุงการคำนวณค่ารับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน
- ภาคผนวก 6 สรุปผลการศึกษาดูงาน ครั้งที่ 1/2552 ณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
- ภาคผนวก 7 สรุปผลการศึกษาดูงาน ครั้งที่ 2/2552 ณ บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด
- ภาคผนวก 8 สรุปผลการศึกษาดูงาน ครั้งที่ 3/2552 ณ บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด
- ภาคผนวก 9 สรุปผลการศึกษาดูงาน ครั้งที่ 4/2552 ณ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด
- ภาคผนวก 10 สูตรการคำนวณค่า F_t

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1	กรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix)	6
ตารางที่ 2.2	Matrix แสดงองค์ประกอบและประเด็นในการวิเคราะห์ความเสี่ยงทางการคลัง	10
ตารางที่ 2.3	ผลลัพธ์จากการลงทุนระหว่างประเทศเข้าบ้านและผู้ลงทุน	20
ตารางที่ 2.4	กรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix) สำหรับโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (PPP)	30
ตารางที่ 3.1	ผลการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) รอบที่ 2	36
ตารางที่ 3.2	มาตรฐานการระบายสารพิษของโรงไฟฟ้า IPP และ SPP	37
ตารางที่ 3.3	สรุปปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP	39
ตารางที่ 3.4	ความต้องการเงินลงทุน	41
ตารางที่ 3.5	โครงการใหม่ของ กฟผ. ที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554	42
ตารางที่ 3.6	ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. จะรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพิ่มเติมในช่วงแผนฯ 8-10	43
ตารางที่ 3.7	ค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) เทียบกับกำลังผลิตรวมทั้งระบบ	50
ตารางที่ 3.8	ปัจจัยกำหนดต้นทุนค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ค่าขายส่งไฟฟ้าให้แก่ กฟน. และ กฟภ. และค่าไฟฟ้าขายปลีกให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า	57
ตารางที่ 3.9	กรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix) สำหรับโครงการ IPP ที่อาจเกิดขึ้นกับภาครัฐ (กฟผ. และรัฐบาล)	63
ตารางที่ 4.1	ภาระการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ที่อาจเกิดขึ้นกับ กฟผ. และรัฐบาล (จำแนกตามกรอบภาระทางการคลังของภาครัฐ)	68
ตารางที่ 5.1	รายชื่อบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP)	85
ตารางที่ 5.2	สมมติฐานการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง และการทดสอบภาวะวิกฤตในการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552 – 2557	89
ตารางที่ 5.3	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	90
ตารางที่ 5.4	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	92
ตารางที่ 5.5	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	94
ตารางที่ 5.6	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	95

ตารางที่ 5.7	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ	97
ตารางที่ 5.8	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	100
ตารางที่ 5.9	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ	101
ตารางที่ 5.10	สัดส่วนค่า AP และค่า EP ต่อค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ	102
ตารางที่ 5.11	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ	104
ตารางที่ 5.12	สัดส่วนค่า AP และค่า EP ต่อค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ	106
ตารางที่ 5.13	ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	106
ตารางที่ 5.14	เปรียบเทียบโครงสร้างรายจ่ายระหว่างปี 2550 – 2551	110
ตารางที่ 5.15	เปรียบเทียบโครงสร้างต้นทุนขายไฟฟ้าระหว่างปี 2550 – 2551	110
ตารางที่ 5.16	เปรียบเทียบต้นทุนการซื้อ IPP กับต้นทุนการขายไฟฟ้าอื่นๆ ระหว่างปี 2550 – 2551	111
ตารางที่ 5.17	เปรียบเทียบต้นทุนการซื้อ IPP กับต้นทุนการผลิตของ กฟผ. ระหว่างปี 2547 – 2551	111
ตารางที่ 5.18	เปรียบเทียบปริมาณการซื้อและผลิตไฟฟ้าระหว่างปี 2550 – 2551	111
ตารางที่ 5.19	เปรียบเทียบสมมติฐานการเติบโตของ GDP ระหว่างปี 2552 – 2557	112
ตารางที่ 5.20	คาดการณ์ความต้องการไฟฟ้า ระหว่างปี 2552 – 2557	112
ตารางที่ 5.21	คาดการณ์สัดส่วนแหล่งผลิตไฟฟ้า ระหว่างปี 2552 – 2557	113
ตารางที่ 5.22	คาดการณ์อัตราการเติบโตความต้องการไฟฟ้าตามแหล่งผลิตไฟฟ้า ระหว่างปี 2552 – 2557	113
ตารางที่ 5.23	ประมาณการสัดส่วนต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด ปี 2552 – 2557	114
ตารางที่ 5.24	เปรียบเทียบโครงสร้างรายได้ระหว่างปี 2550 – 2551	116
ตารางที่ 5.25	เปรียบเทียบรายได้จากการขายไฟฟ้าและต้นทุนขายไฟฟ้าระหว่างปี 2550 – 2551	116
ตารางที่ 5.26	กำไรและอัตราส่วนการกำกับกำไรที่สำคัญระหว่างปี 2550 – 2551	119
ตารางที่ 5.27	อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อรายได้จากการดำเนินงาน ปี 2552 – 2557	120
ตารางที่ 5.28	เปรียบเทียบโครงสร้างหนี้คงค้างระหว่างปี 2550- 2551	121
ตารางที่ 5.29	สมมติฐานของสถานการณ์จำลอง และภาวะวิกฤตในการประมาณหนี้ ปี 2552 – 2557	122
ตารางที่ 5.30	คาดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ระหว่างปี 2552 – 2557	123
ตารางที่ 5.31	เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณ ในช่วงปี 2547-2551	126
ตารางที่ 5.32	ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองกับเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557	127
ตารางที่ 5.33	ผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤตกับเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557	129
ตารางที่ 5.34	เปรียบเทียบโครงสร้างหนี้สินระหว่างปี 2550- 2551	131
ตารางที่ 5.35	เปรียบเทียบโครงสร้างส่วนของทุนระหว่างปี 2550- 2551	132

ตารางที่ 5.36	เปรียบเทียบโครงสร้างหนี้สุทธิระหว่างปี 2550- 2551	132
ตารางที่ 5.37	คาดการณ์สถานะหนี้สุทธิ ระหว่างปี 2552 – 2557	133
ตารางที่ 5.38	ผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001)	136
ตารางที่ 5.39	ความต้องการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	137
ตารางที่ 5.40	การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001) กรณีที่ 1 กรณีฐาน (Baseline scenario)	139
ตารางที่ 5.41	การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001) กรณีที่ 2 สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic scenario)	140
ตารางที่ 5.42	การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001) กรณีที่ 3 สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic scenario)	142
ตารางที่ 5.43	การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001) กรณีที่ 4 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม (Covariance Matrix Scenario) เมื่อเกิดวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยน	144
ตารางที่ 5.44	การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001) กรณีที่ 5 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม (Covariance Matrix Scenario) เมื่อเกิดวิกฤตอัตราเงินเฟ้อ	145
ตารางที่ 5.45	ประมาณการโครงสร้างเงินกู้ยืมระหว่างปี 2552 – 2557 (กรณีฐาน)	151
ตารางที่ 5.46	ประมาณการภาระหนี้ต่างประเทศที่เพิ่มขึ้น กรณีภาวะวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าจากกรณีฐาน	151
ตารางที่ 5.47	ยอดหนี้คงค้าง ณ สิ้นปีที่กระทรวงการคลังค้ำประกันและไม่ค้ำประกัน ระหว่างปี 2549 – 2551	156
ตารางที่ 5.48	ภาระการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ที่อาจเกิดขึ้นกับ กฟผ. และรัฐบาล (จำแนกตามกรอบภาระทางการคลังของภาครัฐ)	157
ตารางที่ 6.1	สรุปวัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัยและผลการศึกษาวิจัย	165

สารบัญแผนภาพ

แผนภาพที่ 1	ขั้นตอนการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535	25
แผนภาพที่ 5.1	ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	91
แผนภาพที่ 5.2	ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	93
แผนภาพที่ 5.3	ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2582 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	94
แผนภาพที่ 5.4	ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2582 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	95
แผนภาพที่ 5.5	ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ	97
แผนภาพที่ 5.6	ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	99
แผนภาพที่ 5.7	ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2582 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	100
แผนภาพที่ 5.8	ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2582 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	101
แผนภาพที่ 5.9	ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ	104
แผนภาพที่ 5.10	ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้า ปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	105
แผนภาพที่ 5.11	ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552-2582 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	107
แผนภาพที่ 5.12	ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552-2582 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	108
แผนภาพที่ 5.13	ต้นทุนขายไฟฟ้า ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	115
แผนภาพที่ 5.14	ต้นทุนขายไฟฟ้า ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	115
แผนภาพที่ 5.15	รายได้จากการขายไฟฟ้าภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	117
แผนภาพที่ 5.16	รายได้จากการขายไฟฟ้าภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	118
แผนภาพที่ 5.17	กำไรสุทธิ ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	119
แผนภาพที่ 5.18	กำไรสุทธิ ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	120
แผนภาพที่ 5.19	คาดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	123
แผนภาพที่ 5.20	คาดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	124
แผนภาพที่ 5.21	ประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ	128
แผนภาพที่ 5.22	ประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ	130
แผนภาพที่ 5.23	คาดการณ์หนี้สุทธิ ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ	133
แผนภาพที่ 5.24	คาดการณ์หนี้สุทธิ ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ	134
แผนภาพที่ 5.25	ความต้องการด้านเงินทุนรวม ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ	146
แผนภาพที่ 5.26	ความต้องการด้านเงินทุนรวม ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ	146

บทที่ 1

บทนำ (Introduction)

ในบทที่ 1 นี้จะประกอบด้วย ความเป็นมาและเหตุผลความจำเป็นในการศึกษาวิจัย วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย ขอบเขตของโครงการวิจัย วิธีในการศึกษาวิจัยและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับการศึกษาวิจัย โดยมีสาระสำคัญดังนี้

1.1 ความเป็นมาและเหตุผลความจำเป็น

รัฐบาลได้มีนโยบายในการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศไทยอย่างต่อเนื่องมา กว่า 10 ปี โดยได้มีการส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2532 เพื่อลดภาระการลงทุนของภาครัฐ และเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า อีกทั้งเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของภาครัฐในระบบการผลิตและระบบการจำหน่ายไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เมื่อปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยได้เติบโตสูงอย่างรวดเร็ว ประกอบกับการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ถือเป็นโครงการลงทุนขนาดใหญ่ (Mega Project) ซึ่งต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก แต่งบประมาณของภาครัฐมีจำกัด หากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจดำเนินโครงการลงทุนโดยลำพัง จะทำให้ภาระหนี้สินของภาครัฐเพิ่มขึ้นมากและเกิดความล่าช้าในการดำเนินงาน คณะรัฐมนตรีจึงได้มีมติ เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 ให้มีการลงทุนผลิตไฟฟ้าโดยภาคเอกชนในรูปแบบของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ หรือโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ซึ่งเป็นการให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการลงทุนด้วย ที่เรียกว่า “การร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐบาลและเอกชน” (Public Private Partnership: PPP)

ข้อดีของการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (PPP) คือ การมีเงินลงทุนเพียงพอในการดำเนินโครงการขนาดใหญ่ และที่สำคัญคือ ภาคเอกชนมีการบริหารจัดการ โครงการและการดำเนินงานที่ดี และมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ ผู้ผลิตเอกชนในลักษณะของ IPP จะต้องขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. โดยที่ กฟผ. ยังคงมีความรับผิดชอบในด้านการวางแผน ขยายแหล่งผลิตและระบบการส่งไฟฟ้า รวมทั้งการควบคุมการผลิต และระบบการส่งไฟฟ้าของประเทศ

เนื่องจากการมุ่งใจให้ภาคเอกชนสนใจเข้าร่วมโครงการกับภาครัฐ รัฐจะต้องมีเงื่อนไขที่จูงใจหรือมีหลักประกัน เพื่อให้เอกชนมีความมั่นใจว่า การร่วมลงทุนจะได้รับผลตอบแทนที่คุ้มค่ากับการลงทุน ดังนั้น ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) จึงได้มีการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่รับซื้อเป็น 2 ส่วน (Two Part Tariff)

ส่วนแรกเรียกว่า ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) กำหนดจากต้นทุนในการก่อสร้างไฟฟ้าของเอกชน ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Costs) อื่นๆ เช่น ค่าบำรุงรักษา ค่าอะไหล่ในการ

บำรุงรักษา ค่าประกันภัย และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น รวมถึงการชำระคืนต้นและดอกเบี้ย อีกส่วนหนึ่งเรียกว่า ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) และค่าใช้จ่ายแปรผันอื่นๆ ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ.

ค่าใช้จ่ายส่วนแรก หรือค่าความพร้อมจ่าย (AP) เป็นค่าใช้จ่ายที่ กฟผ. จะต้องจ่ายให้แก่ผู้ผลิตเอกชน ไม่ว่า กฟผ. จะสั่งให้เดินเครื่องหรือไม่ก็ตาม จึงถือเป็นการสนับสนุนทางการคลัง (Fiscal Support) ในการประกันรายได้ของการผลิตไฟฟ้า ในขณะที่ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) เป็นค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้น เมื่อมีการสั่งให้โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้า ส่งเข้าระบบของ กฟผ. ซึ่งจะผันแปรไปตามราคาเชื้อเพลิงเป็นหลัก ในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าเป็นการผลิตจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เอง แม้ว่าโรงไฟฟ้าจะไม่เดินเครื่อง กฟผ. ก็ต้องจ่ายค่าดอกเบี้ย เงินต้น และค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ เช่นกัน ดังนั้น การจ่ายค่าความพร้อมจ่ายให้ IPP จึงอยู่บนหลักการเดียวกัน

อย่างไรก็ตาม การที่ผู้ผลิตเอกชน จะได้รับค่าพลังไฟฟ้าเต็มจำนวนได้นั้น ผู้ผลิตเอกชน จะต้องปฏิบัติตามที่กำหนดในสัญญา เช่น ผู้ผลิตเอกชนต้องรักษาความพร้อมจ่ายไฟฟ้าเป้าหมาย (Target Availability) ให้ได้ในระดับเกินกว่าขั้นต่ำที่จะตกลงกัน และจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมที่ทางราชการกำหนด เป็นต้น

ถึงแม้ว่าในการร่วมลงทุนระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP) ดังกล่าวมีการกระจายความเสี่ยงระหว่างภาครัฐและเอกชนอย่างเหมาะสม แต่ความเสี่ยงจากเหตุสุดวิสัยต่างๆ เช่น ภัยพิบัติทางธรรมชาติ ความไม่แน่นอนทางการเมือง การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย ความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ และความผันผวนของภาวะเศรษฐกิจ อาจส่งผลกระทบต่ออัตราค่าพร้อมจ่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นภาระที่ กฟผ. ต้องจ่าย ปัจจัยเหล่านี้จะเป็นปัญหาของความเสี่ยงต่อรัฐบาลที่จะต้องรับภาระหรือไม่ ถ้าหากต้องรับภาระจะเกิดเมื่อไหร่และเป็นจำนวนเท่าใด และอาจจะก่อให้เกิดปัญหาในด้านการวางแผนทางการคลังในอนาคต จึงจำเป็นต้องทำการศึกษาวิเคราะห์มูลค่าภาระทางการคลังจากโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการบริหารจัดการทางด้านความเสี่ยงทางการคลังของรัฐบาลต่อไป

การศึกษา วิเคราะห์ และประเมินภาระทางการคลังจากโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนจะช่วยให้รัฐบาลทราบถึงภาระการคลังที่จะเกิดขึ้นและที่อาจจะเกิดขึ้นจากการร่วมทุนกับภาคเอกชน ซึ่งจะเป็นประโยชน์ในการวางแผนและการบริหารจัดการความเสี่ยงทางการคลังของรัฐบาลในส่วนที่รัฐบาลจะต้องรับภาระในการจัดสรรงบประมาณรายจ่ายเพื่อการอุดหนุน โครงการดังกล่าว นอกจากนั้นเพื่อใช้เป็นแนวทางในการกำหนดนโยบายด้านการคลังอันจะก่อให้เกิดความยั่งยืนทางการคลังต่อไปในอนาคต ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการศึกษาโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) เท่านั้น เพื่อใช้เป็นกรณีตัวอย่างในการศึกษาวิเคราะห์และประเมินภาระทางการคลังของโครงการร่วมทุนต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาต้นทุนและผลการดำเนินงานในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)

1.2.2 เพื่อศึกษาขอบเขตของการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) และปัจจัยที่มีผลกระทบต่อภาระทางการคลังของรัฐบาล

1.2.3 เพื่อทำการประเมินมูลค่าภาระทางการคลังที่รัฐบาลจะต้องรับภาระในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)

1.2.4 เพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษาวิเคราะห์และประเมินภาระทางการคลังจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนอื่นๆ

1.2.5 เพื่อนำผลของการศึกษานี้ไปใช้ในการเสนอแนะนโยบายด้านการบริหารความเสี่ยงด้านการคลังเพื่อรักษาความยั่งยืนและเสถียรภาพทางการคลัง

1.3. ขอบเขตในการศึกษาวิจัย

การศึกษานี้จะครอบคลุมเฉพาะการศึกษาภาระและความเสี่ยงทางการคลังอันเนื่องมาจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐ (รัฐบาลและรัฐวิสาหกิจ) และเอกชน (Public Private Partnership: PPP) ในกรณีศึกษาโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ภายใต้กรอบภาระทางการคลังของภาครัฐ (FPO Applied Fiscal Risk Matrix)

1.4 วิธีในการศึกษาวิจัย

วิธีการประเมินภาระทางการคลังจากการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (PPP) จากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ในการศึกษานี้จะใช้แบบจำลองในการประมาณความเสี่ยงและภาระทางการคลังของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ซึ่งได้เสนอแนะให้แก่สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง (สศค.) ในรูปของตารางรายละเอียดสำหรับประเมินความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Assessment Template) เพื่อจัดทำรายงานความเสี่ยงด้านการคลังจากการขอความช่วยเหลือทางวิชาการ (Technical Assistance: TA) ในเรื่อง “ความเสี่ยงทางการคลัง” ระหว่างวันที่ 30 มิถุนายน – 15 กรกฎาคม 2551 ทั้งนี้แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วย

1.4.1 การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) เป็นการจำลองสถานการณ์ เพื่อใช้ในการประเมินความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับหน่วยงานภาครัฐ ซึ่งจะมีผลกระทบต่อสถานะทางการคลังและภาระทางการคลัง เมื่อสถานการณ์โดยรวม หรือตัวแปรต่างๆ เปลี่ยนแปลงไปจากภาวะปกติ โดยกำหนดสถานการณ์จำลองที่แตกต่างกัน 3 สถานการณ์ คือ สถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน (Baseline Scenario) สถานการณ์ที่ดีที่สุด (Optimistic Scenario) และสถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenario)

1.4.2 การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Tests) เป็นการทดสอบภาวะวิกฤต หรือภาวะไม่ปกติ (Stress event) ซึ่งหมายถึงสถานการณ์ที่เกิดขึ้นอย่างกะทันหัน หรือไม่คาดการณ์มาก่อนล่วงหน้า และสร้างผลกระทบทางลบต่อฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน หรือความสามารถในการแข่งขันเชิงธุรกิจของหน่วยงานภาครัฐ ซึ่งใช้ในการประเมินความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นกับหน่วยงานภาครัฐ เมื่อมีภาวะวิกฤตในตัวแปรทางด้านเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ เช่น อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ อัตราดอกเบี้ย อัตราเงินเฟ้อ รวมทั้งปัจจัยเสี่ยงอื่นๆ ที่จะมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของหน่วยงานดังกล่าว และอาจจะเป็นภาระทางการคลังของรัฐบาลได้ในท้ายที่สุด

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 ได้ผลการศึกษาต้นทุนและผลการดำเนินงานของโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)

1.5.2 ได้ผลการศึกษาขอบเขตและผลกระทบของการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ต่อภาระทางการคลังที่รัฐบาลจะต้องเข้าไปรับภาระในการประกันราคาและรายได้ขั้นต่ำ รวมทั้งความเสี่ยงจากความผันผวนทางเศรษฐกิจมหภาค

1.5.3 ได้ผลการประเมินมูลค่าภาระทางการคลังที่รัฐบาลจะต้องรับภาระในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)

1.5.4 ได้ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการบริหารความเสี่ยงด้านการคลังจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) เพื่อเสนอต่อผู้บริหารของกระทรวงการคลัง

1.5.5 ได้แนวทางในการพัฒนางานในการศึกษาวิเคราะห์และประเมินภาระจากการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนอื่นๆ

1.5.6 ได้องค์ความรู้เพื่อใช้ในการวิจัยเกี่ยวกับภาระทางการคลังของรัฐบาลในภาพรวม

บทที่ 2

ทบทวนวรรณกรรม (Literature Review)

ในบทที่ 2 นี้จะประกอบด้วยการทบทวนและวิเคราะห์ลักษณะของภาระและความเสี่ยงทางการคลัง การทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชน (Public Private Partnership: PPP) ซึ่งรวมถึงประสบการณ์เกี่ยวกับ PPP ในต่างประเทศ กฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้อง และการทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังจาก PPP โดยมีสาระสำคัญดังนี้

2.1 การวิเคราะห์ภาระและความเสี่ยงทางการคลัง

ในส่วนนี้จะเป็นการอธิบายพื้นฐานแนวคิดที่สำคัญของโครงการวิจัย ก่อนนำไปสู่การวิเคราะห์โครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนในลำดับต่อไป โดยแนวคิด 2 ประการที่จะอธิบายได้แก่ ภาระทางการคลัง และความเสี่ยงทางการคลัง

2.1.1 ภาระทางการคลัง

บุณทรีก์ โหมยิตานุกูทธี (2550) ได้ให้คำจำกัดความของคำว่าภาระทางการคลังไว้ว่า “ภาระที่อยู่ในรูปของรายจ่ายหรือหนี้สินที่รัฐบาลต้องชำระ (ภาระที่แน่นอน) หรืออาจจะต้องชำระเมื่อเกิดเหตุการณ์หนึ่ง โดยเงินที่ใช้ในการชำระภาระหนี้มาจากเงินงบประมาณแผ่นดิน” ดังนั้น ภาระทางการคลังจึงเป็นปัจจัยสำคัญที่จะกำหนดความเข้มแข็งหรืออ่อนแอทางการคลัง เนื่องจากภาระทางการคลังเป็นรายจ่ายที่รัฐบาลจะต้องจ่ายออกจากเงินงบประมาณ ซึ่งหากมีภาระทางการคลังเป็นจำนวนมากเมื่อเทียบกับวงเงินงบประมาณ จะทำให้รัฐบาลไม่สามารถใช้จ่ายงบประมาณสำหรับงบลงทุนเพื่อการพัฒนาประเทศได้อย่างเต็มที่

Polackova (1998) ได้จำแนกภาระทางการคลังไว้ดังนี้

1) ภาระทางการคลังที่แน่นอน (Direct Liabilities) หรือพันธะที่รัฐบาลต้องจ่ายเงินเมื่อครบกำหนดอย่างแน่นอน โดยสามารถจำแนกได้เป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

- แบบชัดเจน เป็นภาระที่รัฐบาลจะต้องจ่ายหรือชำระหนี้อย่างแน่นอนเมื่อถึงกำหนด เช่น ภาระรายจ่ายประจำของรัฐบาล ได้แก่ เงินเดือนค่าจ้าง และภาระหนี้ที่รัฐบาลเป็นผู้กู้โดยตรงจากการออกพันธบัตร ตัวสัญญาใช้เงิน ตัวเงินคลัง หรือสัญญาเงินกู้
- แบบโดยนัย เป็นรายจ่ายที่ต้องจ่ายแน่นอนในอนาคตแม้ว่าไม่ได้กำหนดเป็นกฎหมายหรือสัญญาข้อตกลงไว้ก็ตาม แต่ถูกคาดหวังจากสาธารณะชนให้รัฐบาลต้องรับผิดชอบตามหลัก

จริยธรรม คุณธรรม จากแรงกดดันทางการเมือง เช่น รายจ่ายบานาญให้แก่ข้าราชการที่จะเกษียณในอนาคต เป็นต้น

2) ภาระเลียง หรือ ภาระผูกพันทางการคลัง (Contingent Liabilities) หมายถึง พันธะที่ต้องจ่ายเงินหากมีเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น โดยสามารถจำแนกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

- แบบชัดเจน เป็นภาระที่รัฐบาลอาจจะต้องรับภาระ ซึ่งมีกฎหมายหรือสัญญา ข้อตกลงกำหนดไว้ ได้แก่ การค้ำประกันหนี้ของรัฐบาลให้กับรัฐวิสาหกิจและเอกชนต่างๆ หากรัฐวิสาหกิจหรือเอกชนไม่สามารถชำระหนี้ได้ ทำให้รัฐบาลต้องจ่ายหนี้แทน

- แบบโดยนัย เป็นภาระที่รัฐบาลอาจจะต้องรับภาระ แม้ไม่มีกฎหมายหรือสัญญา ข้อตกลงไว้ก็ตาม ได้แก่ การรับประกันความเสียหาย หรือนอกเหนือจากที่รัฐบาลค้ำประกันไว้ เช่น การเกิดภัยธรรมชาติ หรือจากแรงกดดันทางการเมือง เช่น การรับภาระหนี้ของรัฐบาลหรือเอกชน ทั้งที่รัฐบาลไม่ได้ค้ำประกันตั้งแต่ต้น และการดำเนินงานล้มเหลวของรัฐวิสาหกิจ สถาบันการเงิน และเอกชน

ทั้งนี้ หลักการในการจำแนกภาระทางการคลังดังกล่าวสามารถแสดงในรูปของกรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Government Fiscal Risk Matrix) ดังปรากฏในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 กรอบความเสี่ยงทางการคลังของรัฐบาล (Government Fiscal Risk Matrix)

แหล่งที่มาของภาระการคลัง	ภาระที่แน่นอน (Direct liability) ต้องชำระอย่างแน่นอนเมื่อถึงกำหนด	ภาระเลียง (Contingent liability) อาจจะต้องชำระเมื่อเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น
ภาระแบบชัดเจน (Explicit liability) เป็นภาระตามกฎหมาย สัญญา หรือข้อตกลง	- หนี้ของรัฐบาลจากการออกพันธบัตร ตั๋วเงินคลัง ตั๋วสัญญาใช้เงิน หรือสัญญาเงินกู้ - รายจ่ายประเภทต่างๆ เช่น เงินเดือน ค่าจ้าง ค่าสาธารณูปโภค และค่าก่อสร้างในโครงการต่างๆ - รายจ่ายที่มีข้อผูกพันในระยะยาว เช่น การจ่ายเงินบานาญ (ในกรณีที่กำหนดไว้ในกฎหมาย)	- การค้ำประกันหนี้ให้แก่รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานอื่นๆ ของรัฐบาล รัฐบาลท้องถิ่น และเอกชน - การรับประกันความเสี่ยงทางการค้า การลงทุน อัตราแลกเปลี่ยน หรือการประกันภัยอื่นๆ เช่น การรับประกันเงินฝาก การประกันรายได้ การประกันพืชผล การประกันน้ำท่วม และภัยสงคราม
ภาระแบบโดยนัย (Implicit liability) เป็นภาระโดยหลักจริยธรรม คุณธรรม	- การจ่ายเงินบานาญ และสวัสดิการให้แก่ข้าราชการบานาญในอนาคต (ในกรณีที่ไม่ได้กำหนดไว้ในกฎหมาย)	- การจ่ายเงินชำระหนี้ให้แก่รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานอื่นของรัฐบาล เอกชน และธนาคารกลาง แม้ว่ารัฐบาลไม่ได้ค้ำประกันหนี้ก็ตาม

นอกเหนือจากปรากฏเป็นกฎหมาย สัญญา หรือข้อตกลง	- การจ่ายผลประโยชน์ทางสังคมให้แก่ผู้ประกันตนของกองทุนประกันสังคมที่จะเกิดขึ้นในอนาคต - การจ่ายเงินชดเชยให้แก่กองทุนหลักประกันสุขภาพในอนาคต - การจ่ายเงินชดเชยให้แก่กองทุนทางด้านการศึกษาในอนาคต เช่น กองทุนเงินให้กู้ยืมเพื่อการศึกษา	- ภาระจากการล้มของสถาบันการเงิน - การล้างหนี้ให้แก่รัฐวิสาหกิจเพื่อการแปรรูป - การรับภาระการดำเนินงานที่ล้มเหลวของกองทุนบำเหน็จบำนาญข้าราชการ กองทุนประกันสังคม และกองทุนการจ้างงาน - ภาระจากผลขาดทุนการดำเนินงานของธนาคารกลางจากอัตราแลกเปลี่ยน การป้องกันค่าเงินและดุลการชำระเงิน - ภาระจากการดำเนินงานที่ล้มเหลวของหน่วยงานอื่น เช่น ภาคเอกชน - การจ่ายชดเชยให้แก่ประชาชน เอกชน และหน่วยงานอื่นๆ ในกรณีเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติต่างๆ และการเกิดสงคราม
--	---	---

ที่มา : Polackova (1998)

2.1.2 ความเสี่ยงทางการคลัง

มีบทความทางวิชาการอย่างน้อย 3 เรื่องที่ได้ให้คำนิยามหรืออธิบายความครอบคลุมของความเสียหายทางการคลังไว้ ดังนี้

- Polackova (1998) ซึ่งได้ให้คำอธิบายความเสี่ยงทางการคลังภายใต้แนวคิดภาระผูกพันทางการคลัง (Contingent Liabilities) ที่รัฐบาลมีพันธะอาจจะต้องจ่ายเงิน หากเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น

- Paolo Mauro, Eric Le Borgne, Murray Petrie และ Alonso Segura (2008)¹ ได้ให้คำจำกัดความของความเสี่ยงทางการคลังไว้ว่า “ส่วนที่แตกต่างระหว่างการจัดทำประมาณการหรือการตั้งงบประมาณเริ่มแรกและค่าจริงของรายรับ รายจ่าย การขาดดุลงบประมาณและยอดหนี้สาธารณะคงค้างในระยะสั้นถึงระยะปานกลาง ซึ่งรวมถึงผลกระทบที่มีต่อสถานะทางการคลังของการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรทางเศรษฐกิจ (Economic variables) ภาระแบบชัดเจน (Explicit liabilities) ที่เป็นไปตามกฎหมายและสัญญา และภาระแบบโดยนัย (Implicit liabilities) ซึ่งเป็นภาระที่ไม่ได้เป็นกฎหมายหรือสัญญาแต่รัฐบาล

¹ สรุปและเรียบเรียงจาก Aide-Memoire of a Technical Assistance Mission on Fiscal Risk Disclosure and Management (July 2008) โดยส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง สำนักนโยบายการคลัง

อาจต้องเข้ารับการประเมินหลักจริยธรรม คุณธรรม หรือแรงกดดันทางการเมือง เช่น การล้มของธนาคารและรัฐวิสาหกิจ เป็นต้น” ซึ่งคำนิยามดังกล่าวเป็นการขยายความจากคำอธิบายของ Polackova ให้มีความชัดเจนมากขึ้น โดยสามารถสรุปเป็น ตาราง Matrix ให้เห็นองค์ประกอบและประเด็นด้านความเสี่ยงการคลังได้ตามตารางที่ 2.2

จากตารางที่ 2.2 แสดงให้เห็นว่าในการวิเคราะห์ความเสี่ยงทางการคลังมีหัวข้อที่ควรวิเคราะห์ 10 รายการ ได้แก่ รายได้ รายจ่าย ดุลการคลัง กองทุนนอกงบประมาณ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ หนี้สาธารณะ สถาบันการเงินเฉพาะกิจ กิจกรรมกึ่งการคลัง และการลงทุนภาครัฐ รวมถึงโครงการ PPP โดยมีกรอบขั้นต้นที่ควรใช้วิเคราะห์ความเสี่ยง ได้แก่ การพิจารณากรอบกฎหมาย หรือระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานและมีผลกระทบต่อการบริหารความเสี่ยง การวิเคราะห์ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยทางเศรษฐกิจที่มีต่อฐานะการคลัง (ผลต่อภาระการคลัง) และนโยบายที่รองรับความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น ซึ่งในการวิจัยของคณะนักวิจัยเป็นการดำเนินการตามกรอบวิเคราะห์ทั้ง 3 ด้านข้างต้น โดยกฎระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวกับ PPP และ IPP จะวิเคราะห์อยู่ในบทที่ 2 และ 3 การวิเคราะห์ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆ ที่มีผลต่อภาระการคลังและนโยบายรองรับความเสี่ยงอยู่ในบทที่ 3-6

ทั้งนี้ ร่างพระราชบัญญัติการเงินการคลัง พ.ศ. ซึ่งอยู่ระหว่างการจัดทำตามที่กำหนดตามรัฐธรรมนูญ พ.ศ. 2550 จึงได้ให้คำจำกัดความของความเสี่ยงทางการคลัง โดยเป็นการสรุปรวบยอดทั้ง 2 แนวคิดข้างต้นไว้ว่า เป็นการดำเนินกิจกรรมใดกรณีใด อันอาจจะก่อให้เกิดสิทธิเรียกร้องที่เป็นภาระต่องบประมาณ โดยมีได้มีการตั้งงบประมาณรองรับไว้

วิมล ชาตะมินา (2550) ได้ศึกษาและประมวลสาเหตุของความเสี่ยงทางการคลังว่ามาจากปัจจัยภายในและภายนอกภาคการคลัง โดยแยกออกเป็นสาเหตุใหญ่ๆ ได้ 4 ประเภท คือ

(1) ความเสี่ยงจากการไม่รู้สถานะการณ์ทางการคลังที่แท้จริง คือ การไม่รู้ข้อมูลสถานะทางการคลังที่ครบถ้วนของภาคสาธารณะ ซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลฐานะการคลัง ทรัพย์สิน หนี้สิน และทุนของรัฐบาล องค์การปกครองส่วนท้องถิ่นและรัฐวิสาหกิจ ซึ่งจะต้องรู้ภาพรวมทางการคลังทั้งหมด นอกจากนั้นยังต้องรู้สถานะทางการคลังที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมนอกงบประมาณ ได้แก่ กองทุนนอกงบประมาณ กิจกรรมกึ่งการคลังที่ดำเนินการผ่านสถาบันการเงินเฉพาะกิจและรัฐวิสาหกิจ และภาระทางการคลังของรัฐบาลที่คาดว่าจะเกิดขึ้นไม่ว่าจะเป็นภาระที่แน่นอนหรือภาระเสี่ยงและที่เป็นภาระ ที่ชัดเจนหรือโดยนัย ซึ่งเป็นเรื่องที่จำเป็นและสำคัญอย่างยิ่งในการบริหารความเสี่ยงทางการคลังตามที่ได้กล่าวมาแล้ว

(2) ความเสี่ยงในระยะสั้นจากความผันผวนของเศรษฐกิจมหภาค คือ ผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของภาวะเศรษฐกิจในระยะประมาณ 1-2 ปี เช่น การเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยเงินเฟ้อ อัตราดอกเบี้ย อัตราแลกเปลี่ยน ราคาน้ำมัน มูลค่าการส่งออกและนำเข้า และ

การเติบโตของตลาดหลักทรัพย์ ปัจจัยเหล่านี้จะส่งผลกระทบต่อการจัดเก็บรายได้ของรัฐบาล ซึ่งขึ้นอยู่กับ การเจริญเติบโตของเศรษฐกิจ อัตราเงินเฟ้อและมูลค่าการนำเข้า และยังมีผลกระทบต่อการกำหนดวงเงิน งบประมาณซึ่งพิจารณาจากภาวะเศรษฐกิจมีการเติบโต ชะลอตัวหรือซบเซามากน้อยเพียงใด รัฐบาล จำเป็นต้องเข้าไปกระตุ้นเศรษฐกิจหรือไม่ ส่วนภาระหนี้หรือสถานะหนี้คงค้างของรัฐบาลมีมากน้อย เพียงใดขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราดอกเบี้ย หากมีการลดค่าเงินจะมีผลกระทบโดยตรงต่อภาระหนี้ และสถานะหนี้คงค้างของรัฐบาลที่ต้องชำระคืน

(3) ความเสี่ยงในระยะปานกลางและระยะยาวจากความไม่ยั่งยืนทางการคลัง คือ ผลกระทบที่เกิดจากโครงสร้างของประชากรและความยั่งยืนทางการคลังในอนาคตระยะ 5-10 ปี เนื่องจาก ในปัจจุบันประชากรมีอายุยืนยาวขึ้น สัดส่วนของผู้สูงอายุเพิ่มขึ้น ซึ่งจะมีผลให้รัฐบาลจะต้องจัดสรร งบประมาณเพื่อสวัสดิการให้แก่ประชากรเพิ่มขึ้นจากการที่ประชากรมีอายุยืนขึ้น และอาจทำให้โครงสร้าง ฐานภาษีอากรที่เก็บจากผู้มีรายได้แคบลงเพราะประชากรในวัยทำงานมีสัดส่วนลดลง นอกจากนั้นแล้ว ความยั่งยืนทางการคลังเป็นเรื่องการกำหนดกรอบหรือแนวทางในการดำเนินนโยบายทางการคลังเพื่อ การรักษาเสถียรภาพทางการคลัง โดยการประมาณการงบประมาณ ฐานะการคลัง ภาระหนี้และ หนี้สาธารณะคงค้างในระยะยาว เพื่อกำหนดทิศทางและเป้าหมายทางการคลังให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม เพื่อสนับสนุนและพัฒนาการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างมีเสถียรภาพและยั่งยืน

(4) ความเสี่ยงจากความอ่อนแอของโครงสร้างทางการคลังและโครงสร้างของหน่วยงาน ที่บริหารจัดการทางการเงินการคลัง เป็นการพิจารณาถึงโครงสร้างภาษีอากรว่ามีความเหมาะสมในการ สนับสนุนการขยายตัวและการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจหรือไม่ เพราะการมีฐานภาษีที่แคบและอัตราภาษี ที่ไม่เหมาะสมจะทำให้เกิดความอ่อนแอทางการคลัง และการพิจารณาถึงการจัดสรรงบประมาณและการใช้ ทรัพยากรว่าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเหมาะสมหรือไม่ เพราะการใช้จ่ายที่มีข้อผูกมัด เช่น เงินเดือน ค่าจ้าง ค่าสาธารณูปโภคและรายจ่ายผูกพันอื่นๆ รวมทั้งรายจ่ายทางทหารอยู่ในสัดส่วนที่สูงจะทำให้เกิด ความอ่อนแอทางการคลัง สำหรับหน่วยงานที่บริหารจัดการทางการเงินการคลังควรมีการจัดโครงสร้างของ องค์กรและการบริหารจัดการภายในองค์กรอย่างเหมาะสมและมีประสิทธิภาพในการดำเนินงาน หากไม่ สามารถดำเนินนโยบายทางการเงินการคลังให้สอดคล้องและเหมาะสมกับช่วงเวลาย่อมก่อให้เกิดความอ่อนแอ ทางการคลัง เช่น แผนการใช้จ่ายของรัฐบาลไม่ได้สนับสนุนในเรื่องของการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน ขนาดใหญ่ ทำให้ไม่สามารถรองรับกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจได้ทัน การจัดทำงบประมาณขาดดุลอย่าง ต่อเนื่องจะมีผลต่อภาวะเงินเฟ้อและภาระหนี้ในระยะยาว การใช้นโยบายการคลังอย่างเข้มงวดในช่วงที่ ภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ หรือการกำหนดอัตราภาษีเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตลอดเวลาจะไม่ก่อให้เกิดแรงจูงใจให้ การลงทุนและประกอบกิจการของภาคเอกชน

ตารางที่ 2.2 Matrix แสดงองค์ประกอบและประเด็นในการวิเคราะห์ความเสี่ยงทางการคลัง

	รัฐบาล (งบประมาณ)			กองทุนนอก งบประมาณ	องค์กร ปกครองส่วน ท้องถิ่น	รัฐวิสาหกิจ	หนี้สาธารณะ	การลงทุนภาครัฐ และ PPP	SFI	กิจกรรม กิจการคลัง
	รายได้	รายจ่าย	ดุล							
1. กฎหมาย/ระเบียบที่มีผลต่อความเสี่ยง								บทที่ 2-3		
2. ผลกระทบของตัวแปรทางเศรษฐกิจ มหภาคต่อฐานะทางการคลัง ความไวและ ความยืดหยุ่นของงบประมาณ ซึ่ง ประกอบด้วย - ข้อมูลย้อนหลัง ประมาณการปีปัจจุบัน ประมาณการระยะปานกลางและสมมติฐาน - เปรียบเทียบประมาณการและข้อมูลจริง - การวิเคราะห์ความไวของประมาณการ								บทที่ 3-6		
3. นโยบายการจัดการหรือรองรับความเสี่ยง สิ่งที่มีรองรับความเสี่ยง								บทที่ 3-6		

ที่มา : ส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง.

2.2 ลักษณะโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชน (Public Private Partnership: PPP)

2.2.1 นิยามตามหลักสากล และบทบาทของ PPP

ทฤษฎีเศรษฐศาสตร์เสนอว่าในระบบเศรษฐกิจแบบตลาดนั้น ควรปล่อยให้ภาคเอกชนดำเนินการผลิตสินค้าและบริการ โดยภาครัฐไม่ควรเข้าไปแทรกแซง เพื่อให้กลไกตลาดทำหน้าที่จัดสรรทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่กลไกตลาดของสินค้าหรือบริการใดบกพร่องหรือล้มเหลวจากสาเหตุต่าง ๆ เช่น การรับรู้ข้อมูลข่าวสารที่ไม่เท่าเทียมกัน (Asymmetric Information) ผลกระทบภายนอก (Externalities) การผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly) ฯลฯ ภาครัฐจึงเข้ามา มีบทบาทตั้งแต่การกำกับดูแล จนถึงเข้ามาจัดหาสินค้าหรือบริการนั่นเอง

ในอดีตที่ผ่านมา เมื่อภาครัฐต้องจัดหาสินค้าหรือบริการ เช่น ระบบคมนาคม ไฟฟ้า ประปา ภาคเอกชนจะมีบทบาทในฐานะผู้ดำเนินการก่อสร้าง หรือจัดหาเครื่องจักร อุปกรณ์ให้ภาครัฐ (Build) ผ่านกระบวนการจัดซื้อจัดจ้าง แต่ภาครัฐจะเป็นผู้ออกแบบ (Design) จัดหาเงินลงทุน (Finance) เป็นเจ้าของ (Own) สินทรัพย์ สิ่งก่อสร้าง เครื่องจักร อุปกรณ์ รวมทั้งดำเนินการ (Operate) นั้นเอง

การร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (Public-Private Partnerships หรือ PPP) ซึ่งได้รับความนิยมในหลายประเทศทั่วโลกนั้น เป็นรูปแบบหนึ่งในการจัดหาสินค้าและบริการซึ่งเดิมดำเนินการโดยภาครัฐเพียงลำพัง โดยให้ภาคเอกชนมีบทบาทมากขึ้น คณะกรรมาธิการยุโรป (2003) ได้ให้คำนิยามของ PPP ว่าเป็น “การถ่ายโอนโครงการลงทุน ซึ่งเดิมดำเนินการหรือจัดหาเงินลงทุนโดยภาครัฐไปให้ภาคเอกชน” Eggers (2006) ได้ให้คำนิยามว่า PPP คือ “ข้อตกลงในลักษณะสัญญา (Contractual Agreements) ระหว่างหน่วยงานภาครัฐและภาคเอกชน ซึ่งทำให้ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในโครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานของรัฐมากขึ้น” ในขณะที่ Hemming et al. (2006) อธิบายว่า “นอกเหนือจากการดำเนินการและจัดหาเงินลงทุนโดยภาคเอกชนในโครงการลงทุนของภาครัฐแล้ว PPP ยังมีลักษณะสำคัญ 2 ประการ คือ (1) การเน้นการจัดหาบริการและการลงทุนโดยภาคเอกชน และ (2) ความเสี่ยงในระดับที่มิฉะนั้นจะถ่ายโอนจากภาครัฐไปยังภาคเอกชน”

สมมติฐานสำคัญในการให้เอกชนมีส่วนร่วมในโครงการลงทุนมากขึ้น คือ ประสิทธิภาพที่สูงขึ้น หรืออีกนัยหนึ่ง การที่ภาคเอกชนดำเนินการออกแบบ ก่อสร้าง และดำเนินการเองนั้น เพื่อสร้างแรงจูงใจให้ภาคเอกชนออกแบบและก่อสร้าง โดยมีวัตถุประสงค์ให้การผลิตสินค้าหรือให้บริการในอนาคตมีคุณภาพสูงและด้วยต้นทุนต่ำลง

2.2.2 ลักษณะของการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน

PPP อาจเป็นไปได้ในหลายลักษณะ เช่น การร่วมลงทุน (Joint Ventures) Design-Build-Operate (DBO) หรือ Design-Build-Finance-Operate (DBFO) อย่างไรก็ตาม กระบวนการคลังของสิงคโปร์ (2004) อธิบายว่า รูปแบบที่พบทั่วไปของ PPP คือ DBFO ซึ่งรัฐบาลจะกำหนดว่าต้องการให้ภาคเอกชน

จัดหาบริการใด และภาคเอกชนจึงดำเนินการออกแบบ และก่อสร้างตามวัตถุประสงค์นั้น จัดหาเงินลงทุน สำหรับการก่อสร้าง รวมทั้งให้บริการโดยอาศัยสินทรัพย์ที่ได้ลงทุนก่อสร้างขึ้นมานั้น

ความเป็นเจ้าของสินทรัพย์ของโครงการนั้น ทำให้ DBFO แยกแขนงออกไปเป็นโครงการ PPP อีกหลายรูปแบบ เช่น DBFO ที่ภาครัฐเป็นเจ้าของสินทรัพย์ของโครงการ DBFO ที่ภาคเอกชนเป็นเจ้าของสินทรัพย์ หรือ DBFO ที่ภาคเอกชนเป็นเจ้าของโครงการภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้ตามสัญญา หลังจากนั้นจึงโอนความเป็นเจ้าของให้ภาครัฐ ซึ่งในกรณีหลังนี้ เป็นกรณีที่พบได้ทั่วไป และในบางครั้ง เรียกว่า Build-Operate-Transfer (BOT) หรือ Build-Own-Operate-Transfer (BOOT)

Hemming et al. (2006) จำแนกลักษณะโครงการ PPP ออกเป็น 3 กลุ่ม คือ

1) โครงการที่ภาคเอกชนดำเนินการออกแบบ ก่อสร้าง เป็นเจ้าของ พัฒนา ดำเนินกิจการ และจัดการสินทรัพย์ โดยไม่มีข้อผูกพันในการโอนความเป็นเจ้าของไปให้รัฐบาล ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งที่แตกต่างมาจาก DBFO รูปแบบโครงการในกลุ่มนี้ ได้แก่ Build-Own-Operate (BOO), Build-Develop-Operate (BDO) และ Design-Construct-Manage-Finance (DCMF)

2) โครงการที่ภาคเอกชนซื้อ หรือเช่าซื้อสินทรัพย์จากรัฐบาล แล้วนำมาปรับปรุง บูรณะ ขยายต่อเติม และดำเนินการจากสินทรัพย์นั้น โดยไม่มีข้อผูกพันในการโอนความเป็นเจ้าของกลับไปให้รัฐบาล รูปแบบโครงการในกลุ่มนี้ ได้แก่ Buy-Build-Operate (BBO), Lease-Develop-Operate (LDO) และ Wrap-around Addition (WAA)

3) โครงการที่ภาคเอกชนออกแบบ และก่อสร้างสินทรัพย์ ดำเนินกิจการ แล้วโอนสินทรัพย์ให้รัฐบาลเมื่อสัญญาการดำเนินการสิ้นสุดลง หรือตามกรอบระยะเวลาที่ตกลงกันไว้ ซึ่งหุ้นส่วนภาคเอกชนอาจจะเช่าหรือเช่าซื้อสินทรัพย์นั้นต่อจากรัฐบาลได้อีก ได้แก่ Build-Operate-Transfer (BOT), Build-Own-Operate-Transfer (BOOT), Build-Rent-Own-Transfer (BROT), Build-Lease-Operate-Transfer (BLOT), และ Build-Transfer-Operate (BTO)

ประเทศไทยได้มีการใช้โครงการ PPP ที่เกี่ยวเนื่องกับสาธารณูปโภคพื้นฐานของประเทศ ในช่วงหลายทศวรรษที่ผ่านมาหลายโครงการด้วยกัน อาทิเช่น โครงการผลิตไฟฟ้าในสาขาพลังงาน โครงการรถไฟในสาขาขนส่ง โครงการทางด่วนในสาขาขนส่ง โครงการระบบโทรศัพท์เคลื่อนที่ในสาขาโทรคมนาคม โครงการผลิตน้ำประปาในสาขาสาธารณูปการ เป็นต้น ซึ่งล้วนเป็นโครงการลงทุนขนาดใหญ่ (Mega project) ที่ต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก และมีรูปแบบและลักษณะของการร่วมทุนที่แตกต่างกันออกไป โดยสามารถยกตัวอย่างลักษณะของการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนในประเทศไทยตามสาขาได้ดังนี้

สาขาพลังงาน (Energy Sector)

- โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) ซึ่งเป็นการร่วมทุนระหว่างการผลิตไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน ซึ่งมีลักษณะของการร่วมทุนแบบ “สร้าง-เป็นเจ้าของ-ดำเนินการ” หรือ Build Own Operate (BOO) กล่าวคือ

บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนเป็นผู้ลงทุนในสิ่งก่อสร้างและบริหารงานเอง รวมทั้งมีกรรมสิทธิ์ในสินทรัพย์ที่ลงทุน โดย กฟผ. จะรับรองรายได้ระยะยาว และเป็นผู้ซื้อสินค้าตามสัญญาในระยะเวลาที่กำหนด นอกจากนี้ยังมีโครงการอื่นๆ ในลักษณะคล้ายๆ กัน เช่น โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) และโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP)

สาขาส่ง (Transport Sector)

ระบบขนส่งมวลชนขนาดใหญ่ (Mass Transit)

- โครงการรถไฟฟ้าเฉลิมพระเกียรติ 6 รอบพระชนมพรรษา หรือโครงการรถไฟฟ้า BTS สายทางต่างๆ ซึ่งเป็นการร่วมทุนระหว่างกรุงเทพมหานคร (กทม.) (Bangkok Metropolitan Administration: BMA) และบริษัท ระบบขนส่งมวลชนกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) (Bangkok Mass Transit System Plc.: BTS) ในส่วนของงานก่อสร้างโยธา (Civil works) มีลักษณะการร่วมทุนแบบ “สร้าง-โอน-ดำเนินการ” หรือ BTO (Build Transfer and Operate) กล่าวคือ บริษัท BTS เป็นผู้ออกแบบ ในส่วนงานก่อสร้างโยธา เช่น อุโมงค์ สถานี โรงซ่อมบำรุง และอื่นๆ โดยกรรมสิทธิ์ในงานก่อสร้างโยธาจะตกเป็นของ กทม. ทันทีที่บริษัท จัดสร้างขึ้นและเมื่อเปิดใช้งาน ขณะที่การดำเนินงานในส่วนของการเดินรถ ได้แก่ ระบบไฟฟ้าและเครื่องกล (E&M) และระบบล้อเลื่อน (Rolling Stocks) มีลักษณะของการร่วมทุนแบบ “สร้าง-ดำเนินการ-โอน” หรือ Build Operate and Transfer (BOT) กล่าวคือ บริษัท BTS มีหน้าที่ในการลงทุนก่อสร้างและดำเนินการระบบเดินรถต่าง ๆ เมื่อสิ้นสุดอายุสัญญา สินทรัพย์ที่ลงทุนในสิ่งก่อสร้างระบบเดินรถต่างๆ ทั้งหมดจะถูกโอนให้ กทม.

- โครงการรถไฟฟ้ามหานครสายเฉลิมรัชมงคล หรือโครงการรถไฟฟ้าใต้ดิน (สายสีน้ำเงิน) ซึ่งเป็นการร่วมทุนระหว่างการรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนแห่งประเทศไทย (รฟม.) (Mass Rapid Transit Authority of Thailand: MRTA) และบริษัท รถไฟฟ้ากรุงเทพ จำกัด (มหาชน) (Bangkok Metro Plc.: BMCL) ซึ่งมีลักษณะของการร่วมทุนแบบ “ได้รับ-ดำเนินการ-โอน” หรือ Acquired Operate Transfer (AOT) กล่าวคือ รฟม. เป็นผู้ลงทุนในงานก่อสร้างโยธาดังกล่าว ขณะที่บริษัท BMCL จะเป็นผู้ลงทุนในส่วนของการปฏิบัติงานระบบและซื้อทรัพย์สินอื่นๆ เข้ามาเป็นของบริษัท แล้วดำเนินการให้บริการเดินรถและซ่อมบำรุง โดยบริษัท BMCL มีสิทธิรับรายได้ค่าโดยสารและรายได้จากการพัฒนาเชิงพาณิชย์ในสถานีในระยะเวลาที่กำหนด และมีสัญญาแบ่งรายได้ค่าโดยสารและการพัฒนาเชิงพาณิชย์ให้กับ รฟม. เมื่อสิ้นสุดอายุสัญญาบริษัท BMCL จะต้องโอนกรรมสิทธิ์ในทรัพย์สินต่างๆ ให้แก่ รฟม.

ระบบทางด่วน (Toll road/Expressway)

- โครงการทางพิเศษสายต่างๆ ซึ่งเป็นการร่วมทุนระหว่างการทางพิเศษแห่งประเทศไทย (กทพ.) และบริษัท ทางด่วนกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) (Bangkok Expressway, Public Company Limited: BECL) มีลักษณะของการร่วมทุนแบบ BTO (Build Transfer and Operate) กล่าวคือ บริษัท BECL เป็นผู้ออกแบบ ก่อสร้างและบริหารระบบทางด่วน โดยกรรมสิทธิ์ในสิ่งก่อสร้างถาวรต่างๆ ตกเป็นของ กทพ.

ทันทีที่บริษัทจัดสร้างขึ้นและเมื่อเปิดใช้งานแล้ว ส่วนบริษัท BECL จะมีสิทธิในการบริหารและรับส่วนแบ่งค่าผ่านทางตลอดอายุสัญญา

สาขาโทรคมนาคม (Telecom Sector)

- โครงการเครือข่ายและการให้บริการโทรศัพท์ ซึ่งเป็นการร่วมทุนระหว่างรัฐวิสาหกิจ 2 แห่ง ได้แก่ บริษัท ทีโอที จำกัด (มหาชน) (TOT Plc.) และบริษัท กสท. โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) (CAT telecom Plc.) กับบริษัทเอกชนผู้ให้บริการโทรศัพท์พื้นฐาน ได้แก่ บริษัท เทเลคอมเอเชีย คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (Telecom Asia Co, Plc.) และบริษัท ทีทีเอ็นดีที จำกัด (มหาชน) (TT&T Plc.) และบริษัทเอกชนผู้ให้บริการโทรศัพท์เคลื่อนที่ ได้แก่ บริษัท แอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน) (Advanced Info Services Plc.: AIS) บริษัทโทเทิล แอ็กเซ็ส คอมมูนิเคชั่น จำกัด (มหาชน) (Total Access Communication Plc.: DTAC)) บริษัท ทรูมูฟ จำกัด (True Move Co., Ltd.) และ บริษัท ดิจิตอล โฟน จำกัด (DPC)

ทั้งนี้ โครงการเครือข่ายและการให้บริการโทรศัพท์ข้างต้นมีลักษณะของการร่วมทุนแบบ “สร้าง-โอน-ดำเนินงาน” หรือ Built-Transfer-Operate (BTO) กล่าวคือ บริษัทเอกชนจะเป็นผู้ลงทุนและรับผิดชอบในการหาเงินลงทุน รวมทั้งค่าใช้จ่ายต่างๆทั้งหมด หลังการติดตั้งแล้วเสร็จเครื่องมือและอุปกรณ์ระบบทั้งหมดจะโอนกรรมสิทธิ์เป็นของรัฐวิสาหกิจ โดยบริษัทเอกชนจะมีสิทธิในการใช้ประโยชน์จากอุปกรณ์ในการดำเนินการธุรกิจตามสัญญา

นอกจากตัวอย่างลักษณะของการร่วมทุนใน 3 สาขาดังกล่าวข้างต้นแล้ว ยังมีลักษณะของการร่วมทุนในสาขาอื่นๆ ที่แตกต่างกันออกไป เช่น โครงการผลิตน้ำประปาในสาขาสาธารณูปการ และโครงการขยายและพัฒนาท่าเทียบเรือต่างๆ ในสาขาท่าเรือ เป็นต้น ซึ่งจะขอไม่กล่าวถึงรายละเอียดในการศึกษานี้ เนื่องจากต้องพิจารณาลักษณะการร่วมทุนเป็นรายโครงการอย่างเฉพาะเจาะจง

2.2.3 ข้อดีและข้อเสียของ PPP

ข้อดี

สาเหตุสำคัญที่ PPP ได้รับความนิยมในการดำเนินโครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน คือ สามารถดำเนินโครงการลงทุนได้ทันที โดยไม่ต้องรอรัฐบาลจัดสรรงบประมาณ ทำให้สามารถบรรเทาปัญหาความขาดแคลนโครงสร้างพื้นฐานได้ ทั้งนี้ เนื่องจากโครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานที่รัฐบาลดำเนินการเองนั้น มักประสบปัญหาข้อจำกัดทางการคลังและงบประมาณ เพราะโครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานมักต้องการเงินลงทุนจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงระยะเวลาการก่อสร้าง ในขณะที่ PPP สามารถลดภาระการคลังลงได้ หรืออย่างน้อยก็ช่วยกระจายภาระต่องบประมาณออกไปในระยะยาว

จากประสบการณ์การดำเนินโครงการ PPP ในต่างประเทศ ยังพบสถิติว่าโครงการ PPP สามารถดำเนินการก่อสร้างได้ตามกำหนด หรือก่อนกำหนด และสามารถควบคุมงบประมาณให้เป็นไปตามแผนได้ดีกว่า เช่น จากสถิติของประเทศไทย ในปี 2546 พบว่าโครงการ PPP ร้อยละ 24 ล่าช้า และ

ร้อยละ 22 ประสบปัญหาต้นทุนสูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้ (Overbudget) ในขณะที่โครงการที่ไม่ใช่ PPP ร้อยละ 70 ค่าใช้จ่าย และร้อยละ 73 ประสบปัญหาต้นทุนสูงกว่างบประมาณที่ตั้งไว้

ลักษณะสำคัญของโครงการ PPP คือ ความสามารถในการถ่ายโอนความเสี่ยงไปให้ภาคเอกชนได้ ซึ่งความเสี่ยงด้านการก่อสร้างและการบำรุงรักษา ซึ่งลักษณะสำคัญนี้เองที่ทำให้โครงการ PPP มีข้อดีเหนือกว่าโครงการที่รัฐบาลดำเนินการเองทั้งหมด เพราะภาคเอกชนจะมีความชำนาญในการจัดการความเสี่ยงด้านการก่อสร้าง และการบำรุงรักษาได้ดีกว่า นอกจากนี้ กระทรวงการคลังของสิงคโปร์ (2004) เสนอว่า PPP เป็นประโยชน์ต่อทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน และสาธารณชน โดยการที่รัฐบาลสามารถถ่ายโอนงานให้ภาคเอกชนออกแบบ ก่อสร้าง ให้บริการ และบำรุงรักษานั้น เป็นการนำความชำนาญ และศักยภาพในการสร้างนวัตกรรมของภาคเอกชนมาใช้ให้เกิดประโยชน์แก่ภาครัฐ ภาคเอกชนมีโอกาสทางธุรกิจที่กว้างขึ้น ในขณะที่ประชาชนก็จะได้รับบริการที่มีคุณภาพ และตรงความต้องการมากกว่า

ความชำนาญและศักยภาพในการสร้างนวัตกรรมของภาคเอกชนยังช่วยลดต้นทุนในการก่อสร้างลงได้ Eggers (2006) อ้างรายงานของกระทรวงการคลัง สหราชอาณาจักรในปี พ.ศ.2543 ซึ่งพบว่า จากกลุ่มตัวอย่างโครงการ PPP จำนวน 29 โครงการ ซึ่งสามารถหาโครงการที่ภาครัฐดำเนินการเองมาเปรียบเทียบได้นั้น โครงการ PPP จะมีต้นทุนต่ำกว่าโดยเฉลี่ยประมาณร้อยละ 17 ในขณะที่รัฐวิสาหกิจของประเทศออสเตรเลียก็พบว่าโครงการ PPP ประหยัดต้นทุนได้เฉลี่ยประมาณร้อยละ 9

นอกจากต้นทุนการก่อสร้างแล้ว PPP ยังสร้างแรงจูงใจให้ภาคเอกชนออกแบบ และก่อสร้างโดยคำนึงถึงต้นทุนตลอดทั้งอายุโครงการ (Optimal Life Cycle Costing) โดยหากภาคเอกชนดำเนินการก่อสร้างเพียงอย่างเดียว ตามวิธีการจัดซื้อจัดจ้างแบบเดิม ภาคเอกชนก็จะมีแรงจูงใจให้ลดต้นทุนการก่อสร้างให้ต่ำที่สุด โดยอาจไม่คำนึงถึงต้นทุนในการให้บริการ และต้นทุนการบำรุงรักษาตลอดอายุของโครงการ ในทางตรงกันข้าม หากภาคเอกชนเป็นผู้ให้บริการโดยใช้สินทรัพย์ที่ก่อสร้างขึ้น และรับผิดชอบดูแลบำรุงรักษาสินทรัพย์ของโครงการในระยะยาว ภาคเอกชนก็จะมีแรงจูงใจให้ออกแบบและก่อสร้างโดยคำนึงถึงต้นทุนในระยะยาว ตลอดทั้งอายุของโครงการ

ข้อเสีย

ข้อเสียประการแรกของโครงการ PPP คือ ต้นทุนเงินกู้ยืมของโครงการที่สูงขึ้น เนื่องจากหากรัฐบาลดำเนินโครงการและจัดหาเงินทุนโดยการออกพันธบัตรเอง โครงการจะมีต้นทุนทางการเงินต่ำกว่าการให้ภาคเอกชนระดมเงินทุน ดังนั้นจึงส่งผลกระทบต่อราคาค่าบริการโครงสร้างพื้นฐานที่ประชาชนผู้เสียภาษีต้องจ่าย อย่างไรก็ตาม ก็มีข้อโต้แย้งว่า โครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานมักต้องการเงินลงทุนจำนวนมาก ในขณะที่ยังมีข้อจำกัดในการกู้ยืมเงิน และมีช่องว่างทางการคลังที่จำกัด (Fiscal Space) นอกจากต้นทุนเงินกู้ยืมที่สูงกว่าแล้ว โครงการ PPP ยังมีต้นทุนทางธุรกรรม (Transaction Cost) และต้นทุนการเฝ้าติดตาม (Monitoring Cost) ดังนั้น การที่โครงการ PPP ได้รับประโยชน์คุ้มค่าได้ จึงขึ้นกับการจัดสรรความเสี่ยงของโครงการอย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากนี้ โครงการ PPP มักถูกวิจารณ์ว่าทำให้ประชาชนผู้ให้บริการต้องจ่ายค่าบริการในราคาที่แพงกว่าเดิม อย่างไรก็ตาม Eggers (2006) แย้งว่า สาเหตุหนึ่งที่รัฐบาลดำเนินโครงการ PPP ร่วมกับภาคเอกชน ก็คือ การหลีกเลี่ยงไม่ให้เกิดการปรับขึ้นราคาค่าบริการโครงสร้างพื้นฐานเป็นประเด็นการเมือง ซึ่งจากประสบการณ์ในอดีต พบว่าภาครัฐมักไม่สามารถปรับขึ้นราคาค่าบริการตามที่ควรจะได้ ส่งผลให้สินทรัพย์ของโครงการขาดการบำรุงรักษา และกระทบต่อคุณภาพของการบริการ แนวทางการลดผลกระทบจากการขึ้นราคาค่าบริการของภาคเอกชนอาจทำได้หลายแนวทางขึ้นอยู่กับประเภทของธุรกิจการให้บริการ ตั้งแต่การให้มีผู้ให้บริการหลายรายเพื่อให้เกิดการแข่งขัน การกำกับดูแล การกำหนดเพดานการขึ้นราคาที่เหมาะสมไว้ในสัญญา ฯลฯ หรือหากรัฐบาลต้องการอุดหนุนให้ประชาชนใช้บริการประเภทใดในราคาที่ต่ำกว่าที่ควรจะเป็น ก็อาจจ่ายส่วนต่างในรูปค่าความพร้อมบริการ (Availability Payments) ให้แก่ภาคเอกชน

ข้อเสียอีกประการหนึ่งของโครงการ PPP คือ สัญญาโครงการ PPP อาจถูกปิดกั้นในบางประเด็น โดยอ้างเหตุผลด้านธุรกิจ ทำให้สาธารณชนไม่สามารถตรวจสอบโครงการ PPP ได้โดยสะดวก ทำให้โครงการขาดความโปร่งใส และยิ่งหากรัฐบาลใช้ PPP เป็นเครื่องมือเพื่อบิดเบือนฐานะการคลัง แต่ขาดความพร้อมในการดำเนินโครงการ PPP โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ความพร้อมในด้านกรอบนโยบายและกฎหมาย (Policy and Legislative Framework) ก็น่าจะเป็นผลเสีย และยากที่จะได้รับประโยชน์ตามที่คาดหวัง

2.2.4 ความเสี่ยงจากโครงการ PPP

Hemming et al. (2006) เห็นว่าโครงการ PPP ก็มีความเสี่ยง ในลักษณะเดียวกับโครงการลงทุนของภาครัฐและภาคเอกชนอื่น ๆ ซึ่งสามารถจำแนกความเสี่ยงของโครงการลงทุนเหล่านี้ได้เป็น 5 ประเภท คือ

- 1) ความเสี่ยงด้านการก่อสร้าง เกิดจากปัญหาในการออกแบบ ต้นทุนการก่อสร้างสูงกว่าที่คาดไว้ และโครงการล่าช้า
- 2) ความเสี่ยงด้านการเงิน เกิดจากอัตราดอกเบี้ย และอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลง ตลอดจนปัจจัยอื่น ๆ ที่กระทบต้นทุนทางการเงิน
- 3) ความเสี่ยงด้านความพร้อมให้บริการ คุณภาพ และความต่อเนื่องของการให้บริการ
- 4) ความเสี่ยงด้านอุปสงค์ เกิดจากความต้องการใช้บริการ
- 5) ความเสี่ยงจากมูลค่าคงเหลือของโครงการ เกิดจากราคาตลาดในอนาคตของสินทรัพย์โครงการที่เปลี่ยนแปลง

รัฐบาลแห่งรัฐวิกตอเรีย ประเทศออสเตรเลีย (2005) ได้จัดทำตารางความเสี่ยง (Risk Matrix) ซึ่งจำแนกความเสี่ยงประเภทต่าง ๆ สำหรับโครงการ PPP อย่างละเอียด ผลกระทบและแนวทาง การ

ลดความเสี่ยง รวมทั้งคำแนะนำว่าความเสี่ยงประเภทใดที่ภาครัฐควรรับภาระไว้ และความเสี่ยงประเภทใดที่ควรโอนให้ภาคเอกชนไว้

Li-Yin Shen, Andrew Platten และ X.P. Deng (2006) ศึกษาความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากโครงการในรูปแบบ PPP ในประเทศฮ่องกง ในโครงการฮ่องกงดิสนีย์แลนด์ ผลการศึกษาความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากโครงการดังกล่าวพบว่า ภาครัฐสามารถรับภาระความเสี่ยงในส่วนของ การถือสิทธิ์ (Acquisition risks) และความเสี่ยงด้านการใช้กฎหมายและนโยบาย (Legal and Policy risks) ได้มีประสิทธิภาพมากกว่าภาคเอกชน ในขณะที่ภาคเอกชนจะรับความเสี่ยงจากการออกแบบและการก่อสร้าง (Design and Construction risks) ความเสี่ยงในการดำเนินงาน (Operation risks) และความเสี่ยงในภาคอุตสาหกรรม (Industrial Action risks) ได้ดีกว่าภาครัฐ นอกจากนั้น ทั้งภาครัฐและเอกชนยังต้องมีการความเสี่ยงร่วมกัน ในด้านการพัฒนา (Development risk) ความเสี่ยงด้านการตลาด (Market risk) ความเสี่ยงด้านการเงิน (Financial risk) และความเสี่ยงจากเหตุสุดวิสัยที่อาจจะเกิดขึ้น (Force majeure)

Martinus P. Abednego และ Stephen O. Ogunlana (2006) ศึกษาการกระจายความเสี่ยงอย่างเหมาะสมของโครงการก่อสร้างทางด่วน (Toll way) ในประเทศอินโดนีเซีย และได้กล่าวถึงการดำเนินโครงการ PPP ว่าอาจต้องเผชิญกับปัญหาในการจัดการโครงการ ซึ่งอาจต้องการการแก้ปัญหาแบบในระบอบวันต่อวัน รวมถึงปัญหาด้านความร่วมมือระหว่างภาครัฐกับภาคเอกชน ซึ่งเป็นปัญหาที่ต้องการการแก้ไขในระยะยาวและต้องการการกำหนดยุทธศาสตร์เพื่อแก้ไขปัญหา ดังนั้น ผลที่ตามมา คือ ภาครัฐและภาคเอกชนต้องหาแนวทางที่ชัดเจนในการควบคุมปัญหาร่วมกัน เพื่อให้สามารถติดตาม ตรวจสอบ ทิศทางการดำเนินงานและการตัดสินใจเชิงยุทธศาสตร์ได้

วิมล ชาตะมินา และ มยุร บุญยะรัตน์ ได้ศึกษาไว้ว่า การดำเนินการของ PPP ส่วนใหญ่มักจะเกี่ยวข้องกับการรับประกันของรัฐบาล โดยมีเป้าหมายเพื่อช่วยลดความเสี่ยงทางการเงินที่จะเกิดขึ้นแก่ภาคเอกชน แต่อาจจะก่อให้เกิดความเสี่ยงด้านการคลังจากการรับประกัน เนื่องจากการรับประกันของรัฐบาลจะมีผลผูกพันเมื่อเหตุการณ์เกิดขึ้น เช่น เมื่อรัฐบาลค้ำประกันเงินกู้ รัฐบาลจะต้องชดเชยเมื่อหน่วยงานที่รัฐค้ำประกันไม่สามารถชำระหนี้เองได้ ทั้งนี้ การค้ำประกันนั้นมี 2 ลักษณะ ได้แก่

1. ลักษณะที่ชัดเจน (Explicit Contingent Guarantee) ซึ่งเป็นไปตามกฎหมาย อย่างไรก็ตาม รัฐบาลยังมีหน้าที่ (Obligation) ที่จะต้องสนับสนุน เช่น ประกันสังคม หรือ บำเหน็จบำนาญจะไม่พิจารณาว่าเป็นภาระผูกพัน (Contingent Liability) เนื่องจากเป็นภาระที่คาดว่าจะเกิดแน่นอนในอนาคตและสามารถประมาณการได้ชัดเจนจากโครงสร้างทางประชากรศาสตร์

2. ภาระผูกพันโดยนัย (Implicit Contingent Liabilities) จะเกิดขึ้นเมื่อรัฐบาลเข้าไปรับภาระทั้ง ๆ ที่ไม่มีข้อตกลง กฎหมาย สัญญา หรือข้อผูกพันทางนโยบายให้ดำเนินการ และมักจะเกิดจากความคาดหวังจากแนวปฏิบัติของรัฐในอดีต เช่น การให้การบรรเทาทุกข์เมื่อเกิดภัยธรรมชาติ หรือ การให้ความช่วยเหลือสถาบันการเงินเมื่อเกิดการล้มเหลว เป็นต้น

ดังนั้น การค้าประกันและภาระผูกพันมีประเด็นสำคัญที่มักทำให้เกิดปัญหาอย่างมากในการจัดการด้านการคลัง คือ ความไม่แน่นอนว่าจะต้องชำระเงินหรือไม่ เมื่อไหร่ และเท่าใด

สาเหตุที่การวิเคราะห์ความเสี่ยงเป็นประเด็นสำคัญสำหรับ PPP เนื่องจากลักษณะสำคัญประการหนึ่งของ PPP ซึ่งได้กล่าวไว้ในหัวข้อนิยามของ PPP คือการถ่ายโอนความเสี่ยงของโครงการส่วนหนึ่งไปให้ภาคเอกชน ดังนั้น ทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง คือ ภาครัฐ ภาคเอกชน และประชาชนผู้รับบริการจะได้รับประโยชน์จาก PPP อย่างเต็มที่ หากความเสี่ยงถูกถ่ายโอนไปให้ผู้ที่สามารถบริหารจัดการความเสี่ยงประเภทนั้น ๆ ได้ดีที่สุด นอกจากนี้ หากสามารถประเมินมูลค่าของความเสี่ยง (Pricing of Risk) ได้ถูกต้อง ก็จะเป็นเงื่อนไขไปสู่การถ่ายโอนความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพ

2.3 ประสบการณ์เกี่ยวกับ PPP ในต่างประเทศ

จากประสบการณ์ในต่างประเทศ พบว่า PPP ถูกใช้ดำเนินโครงการลงทุนหลากหลายรูปแบบ ตั้งแต่ระบบคมนาคม ไฟฟ้า ประปา ระบบบำบัดน้ำเสีย-กำจัดของเสีย สถานศึกษา โรงพยาบาล อาคารสำนักงานราชการ จนถึงพัฒนาสถาน อย่างไรก็ตาม เพื่อให้สอดคล้องกับขอบเขตการศึกษาของงานวิจัยจึงจำกัดขอบเขตการศึกษาประสบการณ์ PPP ในต่างประเทศ ไว้เฉพาะโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producers หรือ IPP)

2.3.1 สถานการณ์การลงทุนโครงการ IPP

โครงการ IPP ได้รับความนิยมอย่างสูงและมีการลงทุนเป็นจำนวนเงินมหาศาลในช่วงทศวรรษ 1990 ในภูมิภาคเอเชียตะวันออก และละตินอเมริกา Albouy and Bousba (1998) รายงานว่าโครงการ IPP ขนาดใหญ่ ซึ่งมีกำลังการผลิตสูงกว่า 100 MW ในช่วงปี 1991-1997 มีจำนวน 137 โครงการ มีกำลังการผลิตรวม 65 GW และมีมูลค่า 65,000 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ โดยประมาณร้อยละ 80 เป็นโครงการในภูมิภาคเอเชียตะวันออกและเอเชียใต้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศจีน อินโดนีเซีย ฟิลิปปินส์ อินเดีย ปากีสถาน มาเลเซีย และไทย ส่วนอีกประมาณร้อยละ 20 ที่เหลือ ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคละตินอเมริกาและยุโรป Woodhouse (2005) อธิบายว่าปรากฏการณ์นี้เกิดจากสาเหตุสำคัญ 3 ประการ ประการแรกคือความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจ ประการที่สองคือ นโยบายการให้กู้ยืมของธนาคารเพื่อการพัฒนาต่าง ๆ เช่น ธนาคารโลก ซึ่งจำกัดการให้เงินกู้ยืมเงินผ่อนปรนสำหรับโครงการโครงสร้างพื้นฐาน หากขาดการปฏิรูปและแปรรูปรัฐวิสาหกิจ (Privatization) ควบคู่กันไป และประการสุดท้าย คือ สภาพคล่องส่วนเกินและอัตราผลตอบแทนการลงทุนในธุรกิจพลังงานในภูมิภาคยุโรปและสหรัฐอเมริกาที่ต่ำ ผลักดันให้ผู้ลงทุนต้องแสวงหาโอกาสการลงทุนในภูมิภาคอื่น อย่างไรก็ตาม หลังจากวิกฤติเศรษฐกิจในภูมิภาคเอเชียในช่วงปลายทศวรรษ 1990 โครงการ IPP ก็ลดลงทั้งในด้านจำนวนโครงการและมูลค่าของโครงการ

Woodhouse (2005) อธิบายว่า ตลาด IPP ประกอบด้วยผู้ลงทุน 3 กลุ่ม คือ ผู้ประกอบการธุรกิจพลังงานข้ามชาติ เช่น AES Globelec ผู้ประกอบการธุรกิจพลังงานในประเทศและภูมิภาค เช่น China Light & Power Mitsui และกลุ่มสุดท้ายคือ ผู้ประกอบการที่รัฐยังมีอำนาจควบคุม ซึ่งแยกออกมาจากรัฐวิสาหกิจด้านพลังงาน เช่น บมจ. ผลิตไฟฟ้า (EGCO) ในประเทศไทย อย่างไรก็ตาม ไม่ว่าผู้ประกอบการกลุ่มสุดท้ายนี้บางครั้งก็ไม่ได้ถูกจัดว่าเป็น “IPP”

2.3.2 การถ่ายโอนความเสี่ยงให้ภาคเอกชน

การศึกษาของ Albouy and Bousba (1998) พบว่าโครงการ IPP ทำให้เกิดการถ่ายโอนความเสี่ยงจากภาครัฐมาที่ภาคเอกชน โดย IPP รับผิดชอบต่อความเสี่ยงด้านการก่อสร้าง และความเสี่ยงด้านปฏิบัติการ และแบ่งรับผิดชอบต่อความเสี่ยงด้านการจัดหาเชื้อเพลิง

สำหรับเงื่อนไขการถ่ายโอนและแบ่งความเสี่ยงด้านอุปสงค์ และความเสี่ยงด้านตลาดระหว่างภาครัฐและภาคเอกชน ส่วนใหญ่จะถูกกำหนดไว้ในสัญญาการรับซื้อไฟฟ้า (Power Purchase Agreements หรือ PPA) ซึ่งพบว่า IPP ส่วนใหญ่ได้รับการชดเชยในกรณีที่ราคาเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลง นอกจากนี้ ภาระต้นทุนคงที่ (Fixed Costs) ของ IPP ก็ได้รับการป้องกันจากความเสี่ยงด้านตลาด โดยข้อสัญญาให้ภาครัฐจะต้องชำระค่าไฟฟ้าไม่ว่าจะซื้อไฟฟ้าหรือไม่ก็ตาม (Take-or-Pay Contracts หรือสัญญา “ใช้-ไม่ใช้ก็ต้องจ่าย”) หรือข้อสัญญาให้ภาครัฐต้องจ่ายค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payments) นอกจากนี้ IPP ยังได้รับการป้องกันจากความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยนด้วย โดยการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าให้อิงกับอัตราแลกเปลี่ยน

2.3.3 ผลการดำเนินโครงการ IPP

Woodhouse (2005) ศึกษาผลการดำเนินโครงการ IPP ใน 13 ประเทศ ทั้งในแง่ผลลัพธ์จากการลงทุนระหว่างประเทศเจ้าบ้านและผู้ลงทุน (รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 2.3) โดยผลต่อประเทศเจ้าบ้านนั้น จะพิจารณาว่า (1) ประเทศเจ้าบ้านประสบความสำเร็จในการดึงดูดการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าหรือไม่ (2) ปริมาณและราคาไฟฟ้า ตลอดจนเงื่อนไขในสัญญาการลงทุน ตรงกับความคาดหวังอย่างสมเหตุสมผลของประเทศเจ้าบ้านและผู้ลงทุนหรือไม่ และ (3) ความยั่งยืนทางการเงินและโอกาสที่ประเทศเจ้าบ้านและผู้ลงทุนจะร่วมลงทุนกันอีกในอนาคต สำหรับผลลัพธ์ต่อผู้ลงทุนนั้น จะพิจารณาจากผลประโยชน์ซึ่งพิจารณาจากงบการเงินของผู้ลงทุนเป็นหลัก แต่ในกรณีที่ไม่สามารถหาข้อมูลทางการเงินของผู้ลงทุนได้ จะพิจารณาจากสัญญา หลักฐานการรับค่าไฟฟ้า และการสัมภาษณ์ผู้ลงทุน

ตารางที่ 2.3 ผลลัพธ์จากการลงทุนระหว่างประเทศเจ้าบ้านและผู้ลงทุน

	Country Outcome - POSITIVE	Country Outcome - NEGATIVE
Investor Outcome - POSITIVE	1	2
Investor Outcome - NEGATIVE	3	4

ที่มา : Woodhouse (2005)

ผลการศึกษาพบว่า :

โครงการกลุ่มที่ 1 คือโครงการ IPP ที่ให้ผลตามความคาดหวังของประเทศเจ้าบ้านและผู้ลงทุน ได้แก่ โครงการ IPP ในประเทศไทย อียิปต์ เม็กซิโก บราซิล (โรงไฟฟ้าพลังน้ำ) อาร์เจนตินา (ก่อนวิกฤติ) ฟิลิปปินส์ และอินเดีย (รัฐอาณัติประเทศ)

โครงการกลุ่มที่ 2 ซึ่งให้ผลตามความคาดหวังของผู้ลงทุนฝ่ายเดียว ได้แก่ โครงการในประเทศมาเลเซีย และตุรกี (โครงการ BOT)

โครงการกลุ่มที่ 3 ซึ่งให้ผลตามความคาดหวังของประเทศเจ้าบ้านฝ่ายเดียว ได้แก่ โครงการในประเทศจีน เคนยา และอินเดีย (รัฐคุชราต และมหาราษฏร)

โครงการกลุ่มที่ 4 คือโครงการที่ให้ผลไม่ตรงตามคาดหวังของประเทศเจ้าบ้านและผู้ลงทุน คือ โครงการ IPP ในประเทศโปแลนด์ อาร์เจนตินา (หลังวิกฤติ) บราซิล (โรงไฟฟ้าพลังความร้อน) และอินเดีย (รัฐทมิฬนาฑู)

Woodhouse (2005) สรุปว่า โครงการส่วนใหญ่ให้ผลตามความคาดหวังของประเทศเจ้าบ้านโดยโครงการเหล่านี้จะมีการจำกัดขอบเขตของโครงการ มีการดำเนินการเพื่อส่งเสริมภาวะการแข่งขันในการลงทุน และภาครัฐสามารถระดมทรัพยากรจากผู้บริโภคหรือผู้เสียภาษีเพื่อซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตภาคเอกชน โครงการ IPP ในประเทศไทย อียิปต์ และเม็กซิโก ซึ่งประสบความสำเร็จอย่างสูงนั้นพบว่ารัฐบาลให้การสนับสนุนรัฐวิสาหกิจซึ่งรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP อย่างเต็มที่

ผลของโครงการซึ่งตรงตามความคาดหวังของประเทศเจ้าบ้านนั้น สอดคล้องกับผลการศึกษาของ Albouy and Bousba (1998) ซึ่งสรุปว่าโครงการ IPP ช่วยแก้ไขหรือบรรเทาความขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าในหลายประเทศ อย่างไรก็ดี โครงการ IPP ก็กลับสร้างปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าเกินความต้องการ (Overcapacity) ในบางประเทศ ส่วนข้อสรุปว่าการสนับสนุนจากรัฐบาลเป็นเงื่อนไขสู่ความสำเร็จของโครงการ IPP นั้น สอดคล้องกับการศึกษาของ Bayliss and Hall (2000) ซึ่งสรุปว่า การค้าประกันจากรัฐบาลในรูปสัญญาการรับซื้อไฟฟ้า ช่วยให้ผู้ลงทุนสามารถระดมเงินทุนเพื่อลงทุนในโครงการ IPP ได้

สำหรับผู้ลงทุน ผลของโครงการ IPP มีทั้งเป็นไปตามความคาดหวัง และไม่เป็นไปตามที่คาดไว้ โดยสาเหตุที่ทำให้ได้รับผลไม่เป็นไปตามความคาดหวังนั้น ส่วนหนึ่งเกิดจากวิกฤติทางเศรษฐกิจ ในขณะที่ในบางประเทศเกิดจากปัญหามาตรฐานกฎหมาย และปัญหาการทุจริตในภาครัฐ

2.4 กฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้อง

ในปัจจุบันประเทศไทยมีกฎหมายที่รองรับการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน ซึ่งโครงการ PPP อยู่ภายใต้กฎหมายนี้ด้วย คือ พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 (ภาคผนวก 1) และกฎกระทรวงที่เกี่ยวข้อง 2 ฉบับ ได้แก่ กฎกระทรวง พ.ศ. 2537 และ กฎกระทรวง พ.ศ. 2545 (ภาคผนวก 2 และ 3) โดยมีความเป็นมา วัตถุประสงค์ของการตรากฎหมาย และ รายละเอียดที่สำคัญ ดังนี้

2.4.1 ความเป็นมา

ในอดีตที่ผ่านมา ส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจต้องเสนอโครงการลงทุนประจำปี ต่อคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ เพื่อเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติ แต่ก็มี ส่วนราชการ หรือรัฐวิสาหกิจบางแห่งที่ให้เอกชนเป็นผู้ดำเนินโครงการลงทุนบางโครงการแทนโดยการ ให้สัมปทานสิทธิ หรือร่วมลงทุน และถือว่าส่วนราชการหรือรัฐวิสาหกิจนั้นมิได้ลงทุนในโครงการนั้น จึงไม่ต้องเสนอโครงการต่อสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) แต่ให้ รัฐมนตรีเจ้าสังกัดของหน่วยราชการหรือรัฐวิสาหกิจเป็นผู้อนุมัติการให้สัมปทานสิทธิ หรือการร่วมลงทุน แต่เพียงผู้เดียว โดยอาศัยอำนาจตามประกาศคณะปฏิวัติฉบับที่ 58 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2515 ที่กำหนดว่า รัฐมนตรีว่าการกระทรวงเจ้าสังกัดของกิจการที่เป็นสาธารณูปโภค เช่น การรถไฟ การเดินอากาศ การประปา เป็นต้น มีอำนาจที่จะอนุมัติการให้สัมปทานเอกชนเพื่อดำเนินกิจการสาธารณูปโภค และไม่มี ขั้นตอนปฏิบัติที่ชัดเจน โปร่งใส ดังนั้น โครงการเหล่านั้นจึงไม่ผ่านการพิจารณาของคณะรัฐมนตรี และการกลั่นกรองจากหน่วยงานกลางที่มีหน้าที่ดูแลทางการเงินของรัฐวิสาหกิจ

ด้วยเหตุดังกล่าวข้างต้น กระทรวงการคลัง สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ได้พิจารณาร่างระเบียบหลักเกณฑ์และวิธีปฏิบัติในการดำเนินการให้สัมปทานแก่เอกชน หรือการนำโครงการบริการพื้นฐานของรัฐไปให้เอกชนลงทุนตามโครงการของส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ และหน่วยงานส่วนท้องถิ่น โดยคณะรัฐมนตรีในคราวประชุมเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2534 ได้มีมติเห็นชอบร่างระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2534 ตามที่กระทรวงการคลังเสนอ และมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 27 ธันวาคม 2534 ต่อมากระทรวงการคลังและหน่วยงานเกี่ยวข้องได้ปรับปรุงระเบียบสำนักนายกดังกล่าวเป็นร่างพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535

ซึ่งสถานิติบัญญัติแห่งชาติได้ลงมติเห็นชอบร่างพระราชบัญญัติดังกล่าว เมื่อวันที่ 6 มีนาคม 2535 และมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 9 เมษายน 2535

ดังนั้น พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 จึงมีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ ดังนี้

- 1) กำหนดขั้นตอนและระยะเวลาในการพิจารณาให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินงานในโครงการลงทุนขนาดใหญ่ที่สำคัญของรัฐ พร้อมทั้งกำหนดให้หน่วยงานกลางหลายหน่วยงาน เช่น กระทรวงการคลัง สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานประมาณ เป็นต้น รวมทั้งผู้เชี่ยวชาญเฉพาะเข้ามาช่วยวิเคราะห์และพิจารณาคัดเลือกเอกชนเข้าร่วมดำเนินโครงการในทุก ๆ ขั้นตอน นอกเหนือจากการพิจารณาของกระทรวงเจ้าสังกัดเพียงแห่งเดียว
- 2) ให้อำนาจการอนุมัติโครงการลงทุนสำคัญๆ เป็นของคณะรัฐมนตรีแทนที่จะเป็นของกระทรวงเจ้าสังกัดหรือรัฐมนตรีเจ้าสังกัด
- 3) กำหนดมาตรฐานขั้นตอนการปฏิบัติงาน รวมถึงระยะเวลาการดำเนินการให้เอกชนเข้าร่วมงานได้ทราบ ตั้งแต่เริ่มโครงการจนแล้วเสร็จและสิ้นสุดสัญญา เพื่อให้เกิดความชัดเจน โปร่งใสเป็นธรรม และสร้างความมั่นใจต่อเอกชนผู้เสนอตัวเข้าดำเนินการในโครงการของรัฐ
- 4) ให้มีการติดตามผลการดำเนินงานของเอกชนที่ได้รับการคัดเลือกอย่างใกล้ชิดเพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าการดำเนินงานทั้งหมดจะเป็นไปตามวัตถุประสงค์และเกิดผลสำเร็จ รวมทั้งหากเกิดปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการก็พร้อมที่จะได้รับการแก้ไขจากภาครัฐ

2.4.2 สาระสำคัญของพระราชบัญญัติฯ

1) ใช้บังคับกับโครงการทุกโครงการที่รัฐโดยส่วนราชการ ราชการส่วนท้องถิ่นและรัฐวิสาหกิจมอบให้ภาคเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ ยกเว้นในกรณีที่รัฐให้สัมปทานตามกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม และการให้ประทานบัตรตามกฎหมายว่าด้วยแร่ ทั้งนี้ การร่วมงานหรือดำเนินการหมายถึง การร่วมลงทุนกับเอกชนด้วยวิธีใดก็ตามหรือการมอบให้เอกชนลงทุนฝ่ายเดียวโดยวิธีการอนุญาต การให้สัมปทาน หรือการให้สิทธิไม่ว่าในลักษณะใด

2) นายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังเป็นผู้รักษาการตามพระราชบัญญัตินี้

3) หากหน่วยงานเจ้าของโครงการคือ กรม หรือรัฐวิสาหกิจ ต้องการจะให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในโครงการของหน่วยงานที่มีมูลค่าหรือทรัพย์สินเกิน 1,000 ล้านบาทขึ้นไป (หรือตามวงเงิน/ทรัพย์สินที่กำหนดเพิ่มขึ้นโดยพระราชกฤษฎีกา) หน่วยงานเจ้าของโครงการนั้นจะต้องเสนอผลการศึกษาและวิเคราะห์โครงการตามประเด็นที่ สศช. กำหนด สำหรับโครงการที่มีมูลค่าการลงทุนหรือทรัพย์สินเกิน 5,000 ล้านบาทขึ้นไป หน่วยงานเจ้าของโครงการจะต้องจ้างที่ปรึกษามาให้คำปรึกษาและจัดทำรายงาน

4) หัวข้อในการเสนอผลการศึกษาและวิเคราะห์โครงการจะต้องเป็นประเด็นตามที่กำหนดไว้ในประกาศ สศช. ดังนี้

- 4.1) ความสอดคล้องของโครงการกับแผนพัฒนาประเทศ และนโยบายรัฐบาล
- 4.2) ผลดีผลเสียที่จะเกิดขึ้นกับระบบเศรษฐกิจและสังคมของประเทศโดยรวม
- 4.3) ความสอดคล้องของโครงการกับโครงการอื่นทั้งสาขาเดียวกันและสาขาอื่น
- 4.4) ความพร้อมของหน่วยงานทั้งด้านบุคลากรและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง
- 4.5) ความเหมาะสมของโครงการเบื้องต้นในด้านสถานที่ตั้ง ระบบวิชาการพื้นฐาน ขั้นตอนและระยะเวลาดำเนินการ ความเหมาะสมทางเทคนิค ความเหมาะสมด้านการเงิน และผลประโยชน์ตอบแทนที่รัฐจะได้รับ

4.6) ผลกระทบของโครงการที่มีต่อสิ่งแวดล้อม สาธารณชน การเมืองความมั่นคงของประเทศ การดำเนินงานของเจ้าของโครงการ และกฎหมายระเบียบต่างๆ

4.7) เหตุผลและความจำเป็นที่ทำให้เอกชนเข้าร่วมดำเนินการ ทางเลือก และรูปแบบการร่วมดำเนินการ รวมถึงเงื่อนไขของเอกชนที่ต้องการให้รัฐดำเนินการให้ เช่น การจัดหาที่ดิน การขอรับ BOI เป็นต้น

5) เมื่อมีการดำเนินการตามขั้นตอนข้างต้นครบถ้วนแล้วให้หน่วยงานเจ้าของโครงการเสนอเรื่องให้กระทรวงเจ้าสังกัด และให้กระทรวงเจ้าสังกัดเสนอผลการศึกษาและวิเคราะห์แก่ส่วนราชการ 2 แห่ง ตามกรณีดังต่อไปนี้

- 5.1) เสนอให้ สศช. พิจารณาหากโครงการที่เสนอเป็นโครงการใหม่
- 5.2) เสนอให้กระทรวงการคลังพิจารณาหากโครงการที่เสนอเป็นโครงการที่มีทรัพย์สินอยู่แล้ว

6) สศช./กระทรวงการคลังจะพิจารณาตามกรณี หากเห็นด้วยก็จะนำโครงการดังกล่าวเสนอต่อคณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบในหลักการของโครงการโดยตรง หากไม่เห็นด้วยก็จะแจ้งให้หน่วยงานเจ้าของโครงการทราบ ซึ่งถ้าหน่วยงานเจ้าของโครงการไม่เห็นด้วยกับความเห็นของ สศช./กระทรวงการคลัง ก็ให้จัดทำความเห็นหรือคำชี้แจงเพิ่มเติม

7) กำหนดให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกลางจากหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาทำหน้าที่ดูแลขั้นตอนการดำเนินการคัดเลือกภาคเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินกิจการของรัฐ แล้วเสนอให้คณะรัฐมนตรีพิจารณา

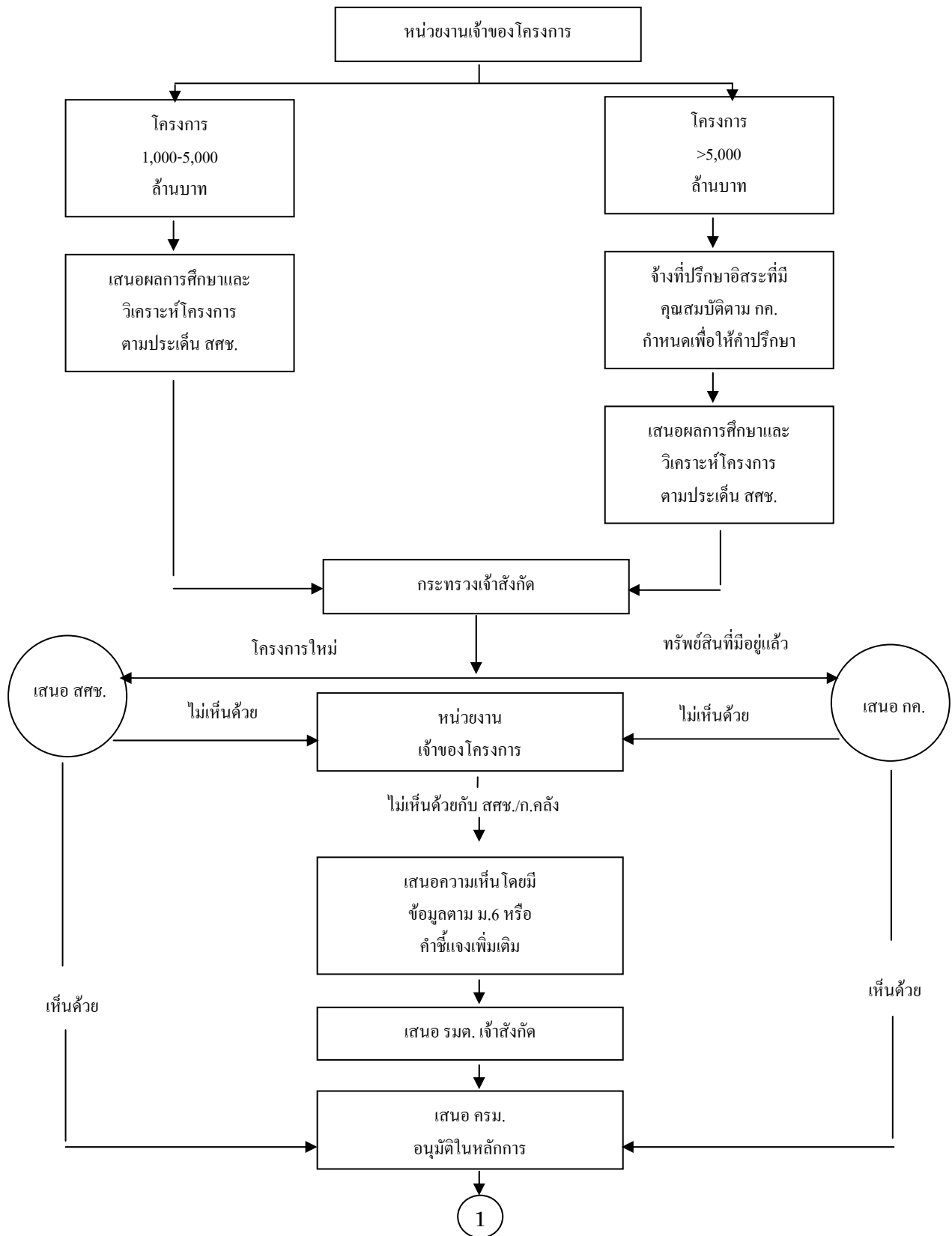
8) ในการคัดเลือกเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงรายละเอียดตามที่กำหนดไว้ในกฎกระทรวง พ.ศ. 2537 โดยต้องมีแผนทางธุรกิจ และข้อเสนอทางการเงินของโครงการ

- 8.1) การคาดคะเนทางการเงิน โดยแสดงงบกำไรขาดทุน งบกระแสเงินสดและงบดุล
- 8.2) อัตราส่วนทางการเงินตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการกำหนด เช่น อัตราส่วนสภาพคล่อง อัตราส่วนหนี้สิน อัตราส่วนแสดงสมรรถภาพในการดำเนินการ อัตราส่วนความสามารถทำกำไร

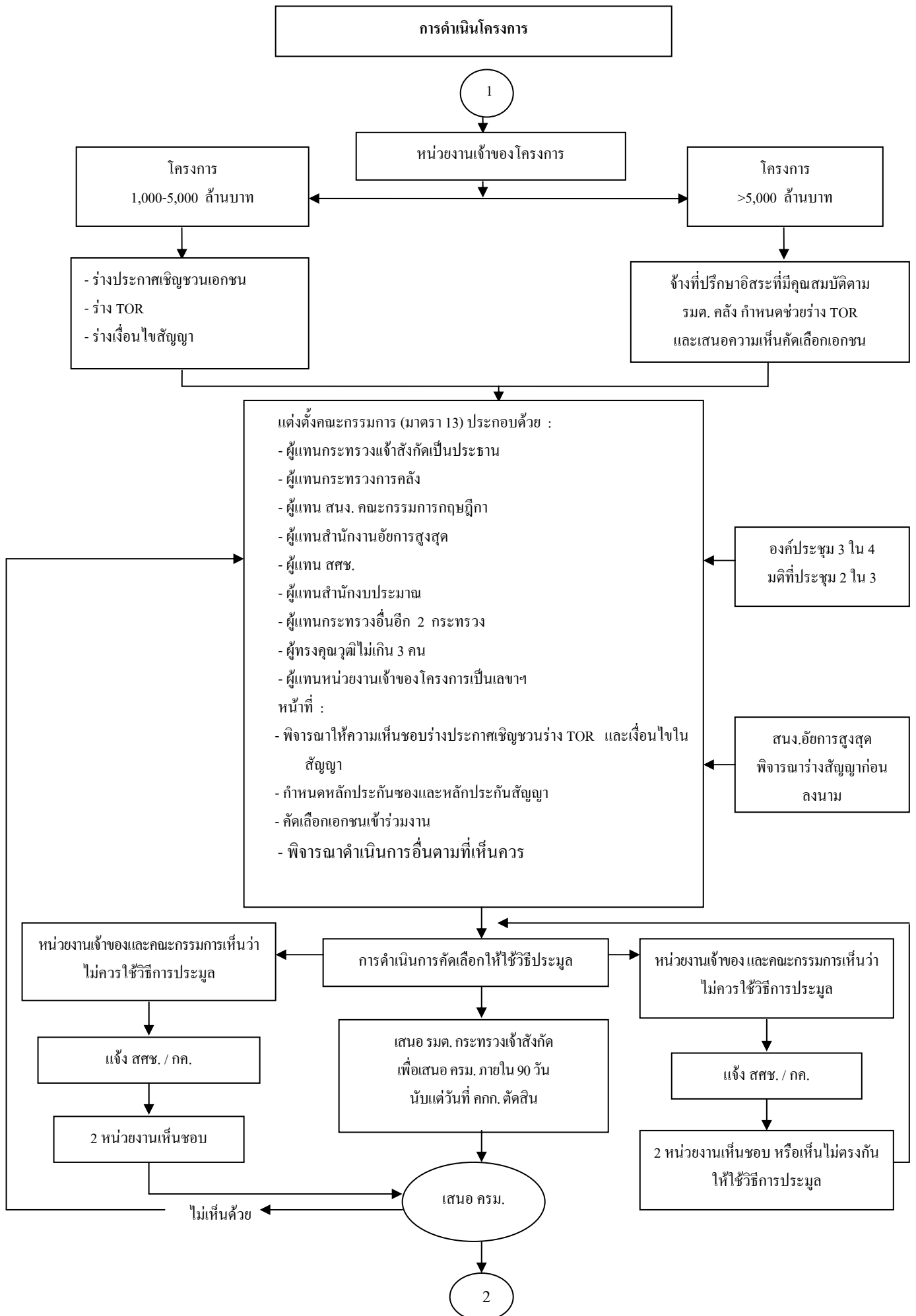
- 8.3) ผลตอบแทนทางการเงินจากการลงทุน
- 8.4) การจัดหาเงินทุน
- 8.5) ผลประโยชน์ที่จะเสนอให้แก่อำนาจทั้งในรูปตัวเงินและผลประโยชน์อื่น ๆ โดยชัดเจน
- 9) เงื่อนไขสำคัญในการเข้าร่วมงานหรือดำเนินการที่ผู้ยื่นข้อเสนอต้องชี้แจง (ระบุไว้ในกฎกระทรวง พ.ศ. 2537) อย่างน้อยต้องครอบคลุมถึงเรื่องดังต่อไปนี้
 - 9.1) ผลประโยชน์ที่จะให้แก่อำนาจ
 - 9.2) ระยะเวลาของสัญญาร่วมงานหรือดำเนินการ
 - 9.3) ภาษี
 - 9.4) หลักประกันสัญญา โดยให้ระบุเงื่อนไขในการคืนหรือรับหลักประกัน
 - 9.5) เหตุสุดวิสัย
 - 9.6) สกปรกเงิน
 - 9.7) กฎหมายที่จะใช้บังคับ
 - 9.8) การระงับข้อพิพาท
 - 9.9) ภาษาของสัญญาร่วมงานหรือดำเนินการที่จะใช้
- 10) กำหนดให้คณะกรรมการจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้ามากำกับดูแลโครงการที่ได้ทำสัญญาให้เอกชนเข้าดำเนินการไปแล้ว

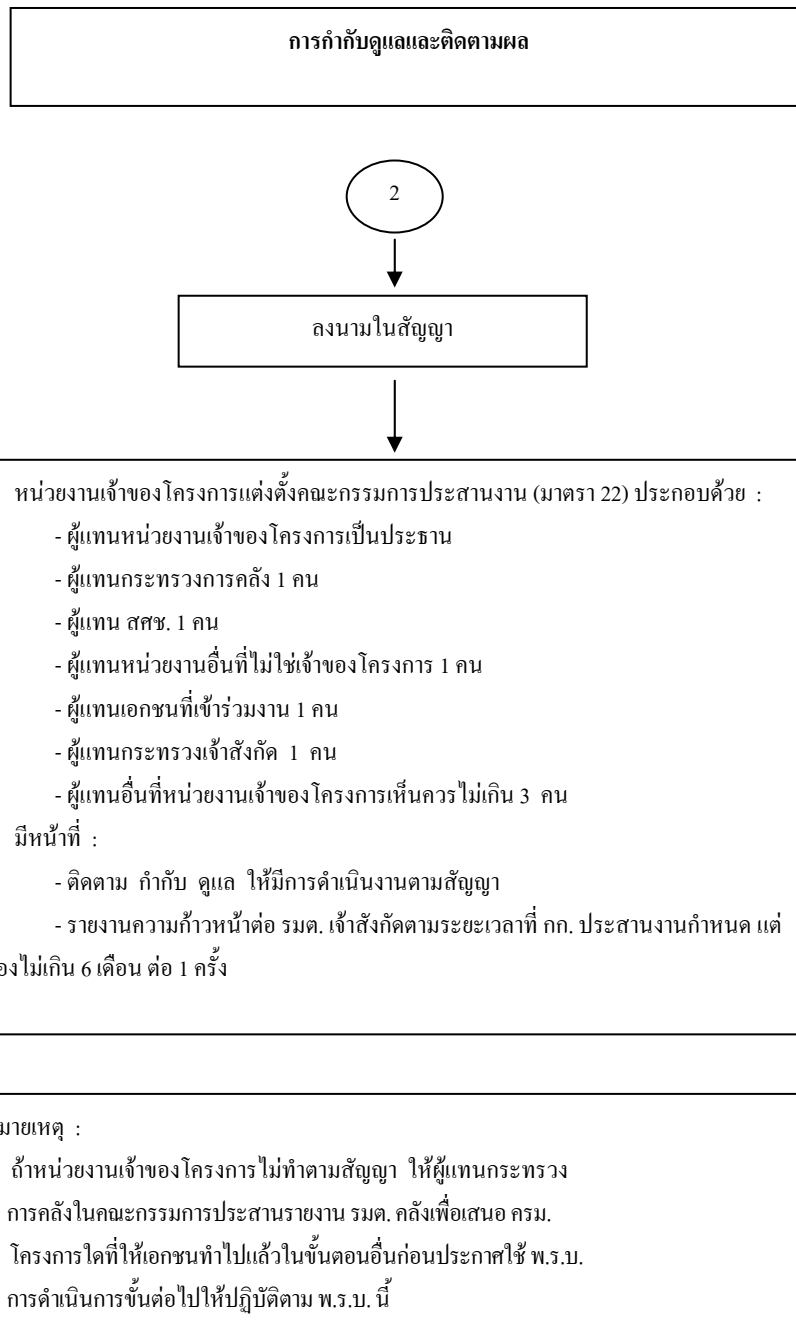
(สรุปขั้นตอนตามแผนภาพที่ 1)

**แผนภาพที่ 1 ขั้นตอนการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือ
ดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535**



หมายเหตุ 1) โครงการที่มีวงเงินไม่ถึง 1,000 ล้านบาท ครม. อาจมีมติให้ดำเนินการตาม พรบ. นี้
2) กรณีหน่วยงานรัฐจะทำโครงการเองและ ครม. มีมติให้เอกชนเข้าร่วมตาม พรบ. นี้





ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.)

2.4.3 ความเกี่ยวเนื่องกับภาระและความเสี่ยงทางการคลัง

จากการพิจารณาสาระสำคัญของพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 คณะผู้วิจัยพบว่าการกำหนดกลไกกว้างๆ ที่เป็นการป้องกันความเสียหายจากการที่เอกชนไม่มีความสามารถอย่างแท้จริงในการดำเนินงานร่วมกับภาครัฐ และลดผลกระทบจากกรณีที่เมื่อเอกชนได้ดำเนินการไปแล้ว แต่เกิดความเสียหายในการดำเนินงาน ซึ่งในทั้ง 2 กรณี ย่อมเกิดเป็นความเสี่ยงและภาระทางการคลังของรัฐบาลในที่สุด โดยกลไกดังกล่าว ได้แก่

- กลไกการคัดกรองโครงการที่เหมาะสมให้เอกชนเข้ามาดำเนินการ

มาตรา 6 – 11 ของพระราชบัญญัติ ฯ กำหนดให้หน่วยงานเจ้าของโครงการจะต้องศึกษาวิเคราะห์โครงการในรายละเอียด ในทุกแง่มุมก่อน สำหรับโครงการที่เป็นโครงการใหญ่ซึ่งมีผลกระทบสูงต่อประเทศ และเป็นงานที่ต้องใช้เทคนิคสูงหรือเทคนิคใหม่ ควรมีที่ปรึกษามาช่วยหน่วยงานเจ้าของโครงการดำเนินการด้วย รวมถึงต้องมีการกำหนดขั้นตอนการกลั่นกรองโครงการโดยหน่วยงานที่มีความชำนาญหรือที่มีส่วนได้เสีย คือ สศช. ในฐานะผู้ดูแลงบประมาณของรัฐ และกระทรวงการคลังในฐานะผู้ดูแลทรัพย์สินของแผ่นดิน

- กลไกคัดกรองเอกชนที่มีคุณสมบัติและศักยภาพในการดำเนินงานร่วมกับภาครัฐ

มาตรา 12 – 21 ของพระราชบัญญัติ ฯ กำหนดให้มีการจัดตั้งคณะกรรมการกลางจากหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาทำหน้าที่ดูแลขั้นตอนการดำเนินการคัดเลือกภาคเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ แล้วเสนอให้คณะรัฐมนตรีพิจารณาแทนที่จะมอบให้หน่วยงานทั่วไปที่รับผิดชอบดำเนินการแต่เพียงผู้เดียว โดยมีขั้นตอนดังนี้

1) คณะรัฐมนตรีจะเป็นผู้พิจารณาโครงการที่เสนอ และเมื่อคณะรัฐมนตรีมีมติให้ความเห็นชอบในหลักการให้เอกชนดำเนินการแล้ว ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการดำเนินการตามที่พระราชบัญญัติกำหนด

2) หน่วยงานเจ้าของโครงการจะต้องแต่งตั้งคณะกรรมการขึ้นคณะหนึ่งประกอบด้วย ผู้แทนของหน่วยงานเจ้าของโครงการเป็นประธาน หากในกรณีที่รัฐวิสาหกิจเป็นเจ้าของโครงการให้แต่งตั้งพนักงานของรัฐวิสาหกิจแห่งนั้นเป็นประธาน ผู้แทนกระทรวงการคลัง ผู้แทน สศช. ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ผู้แทนสำนักงานอัยการสูงสุด ผู้แทนสำนักงานงบประมาณ ผู้แทนกระทรวงอื่น (กระทรวงละหนึ่งคน) อีก 2 กระทรวง ผู้ทรงคุณวุฒิไม่เกิน 3 คน ทั้งนี้ ต้องการให้คณะกรรมการมีอิสระในการพิจารณาตามความเหมาะสมและเป็นประโยชน์ต่อชาติได้เต็มที่

3) คณะกรรมการพิจารณาคัดเลือกเอกชนร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ มีหน้าที่พิจารณาให้ความเห็นชอบร่างประกาศเชิญชวนเอกชนเข้าร่วมงาน ร่างขอบเขตโครงการ (Terms of Reference-TOR) และเงื่อนไขสำคัญ ๆ กำหนดหลักประกันของและหลักประกันสัญญา พิจารณาคัดเลือกเอกชนเข้าร่วมงาน รวมถึงการเจรจาต่อรองและดำเนินการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการตามที่เห็นสมควร

4) หน่วยงานเจ้าของโครงการจะเป็นผู้ร่างประกาศเชิญชวน เอกสารต่างๆ ร่างขอบเขตโครงการ และเงื่อนไขสำคัญๆ เสนอให้คณะกรรมการ ฯ พิจารณา ซึ่งรายละเอียดของการจัดทำ และสาระสำคัญที่ต้องมีในร่างขอบเขตโครงการต้องเป็นไปตามกฎกระทรวงการคลัง พ.ศ. 2535 ที่กำหนดไว้ ดังนี้

4.1) ประกาศเชิญชวนเอกชน ฯ อย่างน้อยต้องมีการสรุปสาระสำคัญของ ขอบเขตโครงการ (ความเป็นมา วัตถุประสงค์ ขอบข่ายของงาน และระยะเวลาที่เอกชนต้องปฏิบัติตาม โครงการ) สาระสำคัญเกี่ยวกับผู้ยื่นข้อเสนอ คุณสมบัติทางด้านเทคนิค การเงิน ประสิทธิภาพและผลงาน การทำงานของเอกชนรายนั้นๆ

4.2) ข้อเสนอของเอกสาร Proposal ต้องกำหนดให้เอกชนเสนอรายละเอียด อย่างน้อยประกอบด้วยรายละเอียดเกี่ยวกับการดำเนินงานตามโครงการ แผนทางธุรกิจที่เป็นข้อเสนอทาง การเงิน รายละเอียดแผนการดำเนินงานและผลประโยชน์ที่เสนอให้แก่วัฒนธรรมทั้งในรูปตัวเงินและผลประโยชน์ อื่น ๆ รวมถึงเงื่อนไขที่สำคัญในการเข้าร่วมงาน

5) ผู้ยื่นข้อเสนอต้องแสดงรายละเอียดตามที่กำหนดไว้ในกฎกระทรวง พ.ศ. 2537 โดยต้องมีแผนทางธุรกิจ และข้อเสนอทางการเงินของโครงการ ประมาณการทางการเงิน อัตราส่วนทาง การเงิน เช่น อัตราส่วนสภาพคล่อง อัตราส่วนหนี้สิน อัตราส่วนแสดงสมรรถภาพในการดำเนินการ อัตราส่วนความสามารถทำกำไร ผลตอบแทนทางการเงินจากการลงทุน การจัดหาเงินทุน และผลประโยชน์ ที่จะเสนอให้แก่วัฒนธรรมทั้งในรูปตัวเงินและผลประโยชน์อื่น ๆ โดยชัดเจน ซึ่งข้อมูลที่ได้ดังกล่าว หากมี การพิจารณาสมมติฐานการจัดทำและความเป็นไปได้อย่างรอบคอบแล้วจะทำให้คณะกรรมการคัดเลือก ฯ ตัดสินใจคัดเลือกเอกชนที่มีความสามารถเพียงพอเพื่อป้องกันผลกระทบจากปัญหาทางการเงินของ การดำเนินโครงการโดยเอกชนที่อาจมีต่อภาระทางการคลังได้

- กลไกการติดตามประเมินผลโครงการ

มาตรา 22 – 24 กำหนดให้มีหน่วยงานกลางในรูปคณะกรรมการจากหน่วยงานที่ เกี่ยวข้องเข้ามากำกับดูแลโครงการที่ได้ทำสัญญาให้เอกชนเข้าดำเนินการไปแล้ว รวมถึงการควบคุมให้ เอกชนดำเนินโครงการให้บริการการจ่ายผลประโยชน์แก่วัฒนธรรมและภาระต่างๆ ที่กำหนดไว้ในสัญญาล่วง ลำเร็จตามวัตถุประสงค์ โดย

1) เมื่อมีการลงนามในสัญญาเรียบร้อยแล้ว หากเอกชนที่เข้าดำเนินการใน โครงการที่มีระยะเวลาดำเนินการประมาณ 30 ปี ไม่ปฏิบัติตามสัญญานี้ การแก้ไขสัญญาอาจเกิดขึ้นได้ ตลอดเวลา พระราชบัญญัติฯ นี้จึงได้กำหนดให้หน่วยงานเจ้าของโครงการต้องตั้งคณะกรรมการประสานงาน ขึ้น ประกอบด้วย ผู้แทนหน่วยงานเจ้าของโครงการเป็นประธาน ผู้แทนสช. กระทรวงการคลัง หน่วยงาน อื่นที่ไม่ใช่เจ้าของโครงการ ฝ่ายเอกชนที่ได้รับการคัดเลือกให้ร่วมงาน และกระทรวงเจ้าสังกัดอย่างละหนึ่ง คน และผู้แทนอื่นที่หน่วยงานเจ้าของโครงการ เห็นสมควรแต่งตั้งอีกไม่เกิน 3 คน (รวมกันแล้ว

คณะกรรมการชุดนี้ต้องมีไม่เกิน 9 คน) คู่มือให้หน่วยงานเจ้าของโครงการและเอกชนปฏิบัติตามสัญญา ที่ลงนามไว้แล้วให้ครบถ้วน

2) คณะกรรมการประสานงานจะมีหน้าที่ในการติดตามกำกับดูแลให้มีการก่อสร้างโครงการ บริหารโครงการจนหมดอายุสัญญาตามที่กำหนดไว้ในสัญญา รวมทั้งต้องรายงานผลการดำเนินงานความคืบหน้า ปัญหา และแนวทางแก้ไขต่อรัฐมนตรีกระทรวงเจ้าสังกัดทราบ (ต้องรายงานไม่เกิน 6 เดือน/ครั้ง) นอกจากนี้ หากปรากฏว่าหน่วยงานเจ้าของโครงการหรือเอกชนที่ดำเนินงานไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขข้อผูกพันตามสัญญาที่ได้ลงนามไปแล้ว ให้ผู้แทนกระทรวงการคลังในคณะกรรมการประสานงานทำรายงานเสนอต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังเพื่อเสนอคณะรัฐมนตรีต่อไป

2.5 การประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังของภาครัฐจาก PPP

โครงการ PPP จะช่วยให้มีการสร้างสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานซึ่งเป็นหน้าที่ของภาครัฐ (รัฐบาลและรัฐวิสาหกิจ) ด้วยต้นทุนการดำเนินงานต่ำและการบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพเช่นเดียวกับภาคเอกชนซึ่งสามารถสรุป ภาระทางการคลังและความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดขึ้นกับภาครัฐเป็นกรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix) ที่จะใช้เป็นแนวทางในการทำวิจัยได้ ดังนี้

ตารางที่ 2.4 กรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix)
สำหรับโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (PPP)

	ภาระที่แน่นอน (Direct liability) ต้องชำระอย่างแน่นอนเมื่อถึงกำหนด	ภาระเสี่ยง (Contingent liability) อาจจะต้องชำระเมื่อเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น
ภาระแบบชัดเจน (Explicit liability) เป็นภาระตามกฎหมาย สัญญาหรือข้อตกลง	1. ภาระใช้จ่ายเพื่อซื้อสินค้าและบริการจากการผลิตของเอกชนจากโครงการร่วมลงทุน 2. การสนับสนุนเงินทุนแก่เอกชนเพื่อดำเนินโครงการ เช่น การเข้าร่วมลงทุน (Equity financing) การให้กู้ยืมเงิน	1. การค้ำประกันการกู้ยืมของภาครัฐให้กับเอกชนที่ร่วมลงทุน 2. การประกันรายได้ 3. การค้ำประกันความเสี่ยงทางการเงิน การค้า (เช่น กรณีมีการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน) และการประกันภัยอื่นๆ โดยรัฐบาล/รัฐวิสาหกิจให้กับเอกชน
ภาระแบบโดยนัย (Implicit liability) เป็นภาระโดยหลัก จริยธรรม คุณธรรม		ความเสี่ยงทางการเงิน การค้า การเกิดภัยธรรมชาติ ความไม่แน่นอนทางการเมืองในประเทศ การเปลี่ยนแปลงทางเศรษฐกิจ นอกเหนือจากที่ภาครัฐได้ค้ำประกัน ซึ่งส่งผลให้ - โครงการหยุดดำเนินการโดยเกิดเป็นความ

นอกเหนือจาก ปรากฏเป็น กฎหมาย สัญญา หรือข้อตกลง		เสียหายที่ภาครัฐต้องรับภาระในที่สุด - โครงการดำเนินการล้มเหลวเกิดผลขาดทุน และภาระหนี้ซึ่งภาครัฐต้องเข้าช่วยเหลือ
---	--	--

ที่มา : ส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง.

2.5.1 ภาระที่แน่นอน

การดำเนินโครงการ PPP มีภาระที่แน่นอน (Direct Liabilities) ซึ่งภาครัฐต้องชำระแน่นอนเมื่อครบกำหนดการดำเนินงาน ขึ้นอยู่กับรูปแบบของการร่วมทุน โดยภาระทางการเงินในกรณีนี้คือภาระค่าใช้จ่ายให้กับเอกชนที่ร่วมลงทุน เพื่อซื้อสินค้าและบริการจากการผลิตของเอกชนจากโครงการร่วมลงทุน ซึ่งสามารถกำหนดราคาการซื้อขายได้จากปัจจัยต่างๆ เช่น โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) เมื่อเอกชนก่อสร้างโรงไฟฟ้าแล้วเสร็จ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในราคาที่กำหนดจากต้นทุนการก่อสร้าง ค่าบำรุงรักษา (ต้นทุนคงที่) และค่าใช้จ่ายผันแปรจากการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการของ กฟผ. เป็นต้น

Hemming et al. (2006) ได้สรุปลักษณะการจ่ายเงินของภาครัฐเพื่อซื้อสินค้าและบริการจากการลงทุนโครงการ PPP โดยเอกชน ไว้ 3 รูปแบบ คือ

- (1) ซื้อสินค้าและบริการสำหรับภาครัฐใช้ประโยชน์เอง เช่น การร่วมลงทุนสร้างเรือนจำ
- (2) ซื้อสินค้าและบริการเพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิตอื่นๆ
- (3) ซื้อสินค้าและบริการสำหรับภาครัฐใช้ประโยชน์ร่วมกับประชาชน เช่น โครงการสร้างถนนสาธารณะ

ถนนสาธารณะ

นอกจากนี้ ภาระทางการเงินที่แน่นอนอาจเป็นการสนับสนุนเงินทุนของภาครัฐให้กับเอกชน โดยอาจเป็นการใส่เงินร่วมทุน (Equity) เพื่อรับผิดชอบแทนเป็นการแบ่งผลกำไร (Profit Sharing) หรือการให้เอกชนกู้ยืมเงินที่มีภาระเป็นการใส่เมล็ดเงินที่ให้กู้ยืม

2.5.2 ภาระเสี่ยง

Anna Corbacho, Taline Koranchelian และ Gerd Schwartz (2006) มีความเห็นว่า การดำเนินโครงการ PPP มีการถ่ายโอนความเสี่ยงจากภาครัฐสู่ภาคเอกชนจากการที่ภาครัฐไม่ต้องจัดสรรงบประมาณเพื่อโครงการดังกล่าวและลดการก่อหนี้สาธารณะ อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติ แม้ว่าจะมีการถ่ายเทความเสี่ยงไปให้ภาคเอกชนผู้ร่วมโครงการแล้ว การดำเนินงานของเอกชนที่ต้องเผชิญกับความเสี่ยงในหลายๆ ด้าน ตามที่สรุปอยู่ในหัวข้อ 2.2.5 นั้น ยังคงมีความเสี่ยงที่ทำให้เกิดเป็นภาระทางการเงินของรัฐบาลในอนาคตทั้งในลักษณะที่ชัดเจน หรือโดยนัย

ภาระเสี่ยงแบบชัดเจน

Hemming et al. (2006) มีความเห็นว่า ในการดำเนิน โครงการ PPP ส่วนใหญ่ภาครัฐมี การใช้กลไกการรับประกันการกู้ยืมให้กับเอกชนที่ร่วมลงทุนโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดต้นทุนในการกู้ยืมเงินที่โดยปกติแล้วเอกชนจะมีสูงกว่าการที่ภาครัฐกู้เอง นอกจากนี้รัฐบาลอาจมีการรับประกันความเสี่ยงที่อยู่ นอกเหนือการควบคุมของเอกชน หรือในหลายกรณีอยู่นอกการควบคุมของภาครัฐ ให้กับเอกชนเพื่อเป็น เงื่อนไขจูงใจให้เอกชนเข้าร่วมลงทุน ได้ในหลายรูปแบบได้แก่

(1) ความเสี่ยงทางการเงินและการค้า เช่น รับประกันผลกระทบจากความผันผวนของ อัตราแลกเปลี่ยน หรือการรับประกันอัตราผลตอบแทน

(2) ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงนโยบาย เช่น รับประกันการเปลี่ยนกฎระเบียบ หรือ การที่รัฐบาลไม่สามารถเวนคืนที่ดินที่จำเป็นตามที่กำหนดไว้ได้

(3) ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงทางการเมือง และภัยธรรมชาติ เช่น รับประกัน ผลกระทบจากการเกิดสงคราม ความไม่สงบ หรือน้ำท่วม เป็นต้น

พร้อมกันนี้ Hemming ได้เสนอประเด็นที่ภาครัฐต้องพิจารณาประกอบการจัดการ ความเสี่ยงในลักษณะการ รับประกัน/รับประกันเพิ่มเติม ได้แก่

1. การรับประกันความเสี่ยงหรือรับประกันใดๆให้กับเอกชนที่ร่วมโครงการ ภาครัฐไม่ควรรับประกันในความเสี่ยงที่ภาคเอกชนสามารถควบคุมได้ และการให้เอกชนรับความเสี่ยงในการดำเนินโครงการเองบ้าง จะเป็นการสร้างพื้นฐานความรอบคอบระมัดระวัง และป้องกันปัญหา Moral hazard จากการที่เอกชนจะผลักภาระความเสียหายที่เกิดจากข้อผิดพลาดในการบริหารงานของเอกชนเองมา ให้เป็นภาระของภาครัฐ

2. ภาครัฐสามารถสร้างเพดาน (Ceiling) หรือข้อจำกัด (Limit) ในการรับประกันด้วย กลไกต่างๆ เพื่อให้เอกชนบริหารความเสี่ยงของโครงการ PPP อย่างเคร่งครัด เช่น การจำกัดวงเงิน รับประกันการกู้ยืมการเรียกหลักทรัพย์ค้ำประกันจากเอกชน การชะลอการจ่ายชดเชยความเสียหาย หรือ การกำหนดให้รัฐบาลมีสิทธิเป็นอันดับแรกในสินทรัพย์ของโครงการ เป็นต้น

3. การรับประกันดังกล่าว อาจเป็นได้ทั้งโดยตรง คือมีกฎหมาย สัญญาชัดเจน และ โดยนัย ขึ้นกับข้อตกลงระหว่างรัฐบาลและเอกชน

4. การรับประกันให้กับเอกชนอาจเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของ ประสิทธิภาพการดำเนินงานและปัจจัยเสี่ยง โดยการลดระดับและประเภทของการรับประกันความเสี่ยง ให้เอกชนจะเป็นการทยอยถ่ายโอนความเสี่ยงจากภาครัฐสู่เอกชน

ภาระเสี่ยงแบบโดยนัย

ในกรณีที่รัฐบาล/รัฐวิสาหกิจไม่ได้ค้ำประกันหรือรับประกันความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นในรูปแบบต่างๆ แต่หากเอกชนที่ดำเนินโครงการ PPP ประสบปัญหาทำให้ต้องหยุดการดำเนินงานหรือมีความยากลำบากทางการเงิน ประกอบกับโครงการ PPP ส่วนใหญ่เป็นโครงการพื้นฐานขนาดใหญ่ที่จำเป็นของประเทศ รัฐบาล/รัฐวิสาหกิจอาจต้องเข้าช่วยเหลือในรูปแบบการปรับปรุงเงื่อนไขการกำกับดูแลหรือการช่วยเหลือด้านการเงินในบางส่วนหรือทั้งหมดตามความสำคัญของโครงการและความรุนแรงของปัญหา ซึ่งจะเป็นภาระทางการคลังในที่สุด

ทั้งนี้ การดำเนินโครงการ PPP เป็นการบรรเทาการใช้จ่ายของรัฐบาลและหลีกเลี่ยงการบันทึกเป็นหนี้สาธารณะ ดังนั้นรัฐบาลจึงสมควรที่จะวิเคราะห์และเปิดเผยข้อมูลภาระและความเสี่ยงทางการคลัง เพื่อที่จะได้เตรียมเงินทุนสำรองไว้ในกรณีฉุกเฉิน รวมทั้งเป็นการสร้างวินัยทางการคลังอีกด้วย นอกจากนี้ควรทำการวิเคราะห์ความยั่งยืนทางการคลังที่พิจารณาถึงผลกระทบที่อาจเกิดจากโครงการ PPP และการค้ำประกันหนี้ของรัฐบาลด้วย

บทที่ 3

ภาพรวม (Overview) โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)

ในบทที่ 3 นี้จะอธิบายถึงความเป็นมาของโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ลักษณะการดำเนินงานของโครงการ นโยบายของรัฐเกี่ยวกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง บทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ต่ออุตสาหกรรมไฟฟ้าของไทย และภาระความเสี่ยง (Risk Exposure) ที่อาจจะเกิดขึ้นกับภาครัฐ โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

3.1 ความเป็นมาของโครงการ

จากการที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยได้เติบโตสูงมาก ประกอบกับการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ซึ่งหากดำเนินการโดยการไฟฟ้า ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจโดยลำพังจะทำให้ภาระหนี้สินของภาครัฐเพิ่มมากขึ้น รัฐบาลจึงมีนโยบายลดภาระการลงทุนภาครัฐ โดยส่งเสริมให้เอกชนเข้ามาลงทุนดำเนินธุรกิจผลิตไฟฟ้า ในรูปของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนหรือโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) รวมทั้งให้มีการแปรสภาพ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด เป็นบริษัทเอกชน โดยมีการกระจายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์

การรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) รอบที่ 1

เมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2537 คณะรัฐมนตรีได้มีมติ เห็นชอบแนวนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) และกำหนดให้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และสำนักคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพข.) ร่วมกันร่างประกาศรับซื้อไฟฟ้า (Request for Proposals : RFP) เอกสารต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Model Power Purchase Agreement : Model PPA) และเอกสารกำหนดมาตรฐานและเงื่อนไขทางเทคนิคเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าและการปฏิบัติการ (Grid Code) โดยเอกสารการประกาศรับซื้อเสร็จสมบูรณ์ เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2537 และได้มีการประกาศรับซื้อในวันที่ 15 ธันวาคม 2537 (โดยจะรับซื้อไฟฟ้า จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ แยกเป็นระยะที่ 1 จำนวน 1,000 เมกะวัตต์ และระยะที่ 2 จำนวน 2,800 เมกะวัตต์) โดยกำหนดให้ยื่นข้อเสนอภายในวันที่ 30 มิถุนายน 2538

แต่จากการที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้นในเดือนเมษายน 2538 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีมติให้ กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติม อีกประมาณ ร้อยละ 10 ของจำนวนไฟฟ้าที่ประกาศรับซื้อในตอนแรก (3,800 เมกะวัตต์) รวมเป็น 4,180 เมกะวัตต์

ในการประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 เห็นชอบให้มีการเพิ่มปริมาณการรับซื้ออีก 1,600 เมกะวัตต์ (เพิ่มจาก 4,180 เมกะวัตต์ เป็นประมาณ 5,800 เมกะวัตต์ โดยแยกเป็นระยะที่ 1 จำนวน 1,700 เมกะวัตต์ และระยะที่ 2 จำนวน 4,100 เมกะวัตต์) ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ครั้งที่ 4/2539 โดยจะทยอยเข้าระบบระหว่างปี 2543-2546 และให้อำนาจ กฟผ. สามารถพิจารณาเพิ่ม/ลด ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนได้ในอัตราร้อยละ 20 ของปริมาณการรับซื้อเดิม เพื่อให้สามารถแก้ไข ปัญหาการขาดแคลนกระแสไฟฟ้าได้รวดเร็วยิ่งขึ้น

หลังจากร่างประกาศรับซื้อไฟฟ้าแล้วเสร็จ คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการ รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีผู้ว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นประธาน มีคณะอนุกรรมการ จากสำนักคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพข.) สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและ สังคมแห่งชาติ (สศช.) และสำนักงานเศรษฐกิจการคลัง (สศค.) ได้กำหนดรายละเอียดของหลักเกณฑ์ และ วิธีการในการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอที่ได้รับจากการประกาศรับซื้อไฟฟ้า เพื่อให้การประเมินและ คัดเลือกดำเนินการภายใต้หลักการที่ชัดเจน และสอดคล้องกับประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ รายใหญ่ ตลอดจนดำเนินการเจรจาเพื่อจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับผู้ยื่นข้อเสนอ

รายละเอียดของหลักเกณฑ์นั้น กำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเสนออัตราค่าไฟฟ้าพร้อมสูตร การปรับราคา และอนุกรรมการจะพิจารณาจากปัจจัยทางด้านราคา (Price Factor) ร้อยละ 60 และปัจจัยอื่นที่ ไม่เกี่ยวกับราคา (Non-Price Factor) อีกร้อยละ 40 ทั้งนี้ ต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขว่า ราคาที่ตกลงซื้อจาก โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) จะต้องไม่สูงกว่าราคาที่ กฟผ. ผลิตได้เอง หรือ ไม่สูงกว่าค่าใช้จ่ายที่หลีกเลี่ยงได้ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Avoided Cost)

หลังจากอนุกรรมการได้พิจารณาแล้วมี บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้รับการคัดเลือกและทำสัญญากับ กฟผ. จำนวน 7 ราย โดยแบ่งตามระยะเวลาการส่งไฟฟ้าเข้าระบบเป็น 2 ระยะ ในระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) มีบริษัทเอกชนได้รับการคัดเลือกจำนวน 3 ราย มีกำลังการผลิตรวม 1,750 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) หรือ IPT จำกัด (ส่งกระแสไฟฟ้าจำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่อำเภอไผ่ จ.ชลบุรี) บริษัท ไตรเอนเนอจี จำกัด หรือ TECO (ส่งกระแสไฟฟ้าจำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ จ.ราชบุรี) และบริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กทริก จำกัด หรือ EPEC (ส่งกระแสไฟฟ้าจำนวน 350 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.บางบ่อ จ.สมุทรปราการ)

ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2544-2546) มีบริษัทเอกชนได้รับการคัดเลือกได้รับการคัดเลือก จำนวน 4 ราย รวม 4,193.5 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท ยูเนียน พาวเวอร์ ดีเวลอปเม้นท์ จำกัด หรือ UPDC (ส่งกระแสไฟฟ้า จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ โดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.บางสะพาน จ.ประจวบคีรีขันธ์) บริษัท บ่อวิน เพาเวอร์ จำกัด (ส่งกระแสไฟฟ้าจำนวน 713 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ ตั้งอยู่ที่ อ.บ่อวิน จ.ชลบุรี) บริษัท บี แอล ซี พี เพาเวอร์ จำกัด หรือ BLCP (ส่งกระแสไฟฟ้าจำนวน 1,346.5 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ.มาบตาพุด จ.ระยอง) และบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด (ส่งกระแสไฟฟ้าจำนวน 734 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง มีสถานที่ตั้งอยู่ที่ อ. กุยบุรี จ.ประจวบคีรีขันธ์)

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) รอบที่ 2

ภายหลังที่มีการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ในรอบที่ 1 จำนวน 7 รายซึ่งเป็นไปตามประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าในปี 2539 นั้น ต่อมาในปี 2549 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) มีมติเมื่อวันที่ 6 พฤศจิกายน 2549 เห็นชอบนโยบายและแผนพัฒนาพลังงานของประเทศ ซึ่งกำหนดให้มีการส่งเสริมบทบาทของภาคเอกชนให้มีส่วนร่วมผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยเร่งรัดการออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555 – 2557 และต่อมาคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนได้ดำเนินการออกประกาศในปี 2550 และกำหนดให้เริ่มก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้ทันในปี 2552 เพื่อสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ (COD) ในปี 2555 – 2557 โดยได้จัดสรรกำลังการผลิตในช่วงปี 2555-2557 จำนวนประมาณ 3,200 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นปี 2555 จำนวน 800 เมกะวัตต์ ปี 2556 จำนวน 800 เมกะวัตต์ และ ปี 2557 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์

ผลการคัดเลือกของคณะกรรมการฯ โดยพิจารณาด้านเทคนิค และด้านการเงิน มีเอกชนผ่านการคัดเลือก 4 ราย ได้แก่

ตารางที่ 3.1 ผลการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) รอบที่ 2

โครงการที่	โรงไฟฟ้า	โครงสร้างผู้ถือหุ้น	เชื้อเพลิง	กำลังการผลิต (MW)	กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
1	GHECO-one	GLOW IPP2 65% Hemaraj 35%	ถ่านหิน	650	ต.ค. 2554
2	National Power Supply (NPS)	NPS 99.99% Individuals 0.01%	ถ่านหิน	540	พ.ย. 2555/ มี.ค. 2556
3	Siam Energy	Gulf JP 99.94% Individuals 0.06%	ก๊าซธรรมชาติ	1,600	มี.ค. 2555/ ก.ย. 2555
4	Power Generation Supply	Gulf JP 99.94% Individuals 0.06%	ก๊าซธรรมชาติ	1,600	ก.ย. 2556/ มี.ค. 2557
รวม				4,400*	

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

หมายเหตุ : กำลังการผลิตสูงกว่าที่ประกาศรับซื้อ แต่คณะกรรมการฯ พิจารณาแล้วเห็นว่ากำลังการผลิตที่รับซื้อเพิ่มขึ้นจะเป็นประโยชน์ต่อประเทศโดยรวมในการจัดหาไฟฟ้าได้ในราคาที่ต่ำและทำให้ไม่ต้องมีการเปิดประมูลใหม่ในปี 2558 ด้วย

ทั้งนี้ ในการดำเนินโครงการวิจัยนี้ คณะผู้วิจัยจะศึกษาการดำเนินงานของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ที่อาจก่อให้เกิดภาระทางการคลังโดยเน้นที่กรอบดำเนินงานและสัญญาที่เกี่ยวข้องของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่จากการรับซื้อไฟฟ้าในรอบที่ 1 เนื่องจากมีการดำเนินงานที่เกิดขึ้นจริงแล้ว ในขณะที่การดำเนินงานในรอบที่ 2 มีการชะลอออกไปตามคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงจากภาวะเศรษฐกิจถดถอย

โดยรวมแล้ว คาดว่าการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) โดยให้บริษัทผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้านั้นจะช่วยให้รัฐบาลลดภาระในการลงทุน และมีกระแสไฟฟ้าเพียงพอกับความต้องการใช้ของผู้บริโภค

3.2 ลักษณะการดำเนินงานของโครงการ

ผู้ผลิตเอกชนในลักษณะ IPP จะต้องขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. โดยมีการดำเนินงานภายใต้เงื่อนไขที่ได้ตกลงไว้กับ กฟผ. ได้แก่ มีการใช้เชื้อเพลิงที่สะอาดเป็น ที่ยอมรับของประชาชน มีความแน่นอนในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิง และต้นทุนการผลิตมีเสถียรภาพ โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตเอกชนจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานทางด้านสิ่งแวดล้อมที่ทางราชการกำหนด โดยมาตรการติดตามและตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมมีความครอบคลุมทั้งในด้านคุณภาพอากาศ คุณภาพน้ำ โดยที่มาตรฐานของคุณภาพอากาศของโรงไฟฟ้าเอกชนจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการระบายมลพิษใหม่ตามที่กรมควบคุมมลพิษกำหนด ซึ่งมีความเข้มงวดมากกว่าโรงไฟฟ้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เช่น โรงไฟฟ้าแม่เมาะ บางปะกง และพระนครใต้ ได้มีการกำหนดมาตรฐานการระบายสารพิษของโรงไฟฟ้าในรูปแบบ IPP และ SPP ไว้ดังแสดงในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 มาตรฐานการระบายสารพิษของโรงไฟฟ้า IPP และ SPP

ขนาดของโรงไฟฟ้า	ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (ส่วนในล้านส่วน)	ออกไซด์ของไนโตรเจน (ส่วนในล้านส่วน)	ฝุ่นละออง (มิลลิกรัม/ลูกบาศก์เมตร)
กำลังผลิต > 500 เมกะวัตต์	320	350	120
กำลังผลิต 300-500 เมกะวัตต์	450	350	120
กำลังผลิต < 300 เมกะวัตต์	640	350	120

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ในส่วนของการลดผลกระทบทางด้านคุณภาพน้ำที่เกิดจากน้ำที่ใช้หล่อเย็น และน้ำทิ้งในกระบวนการผลิตไฟฟ้า กำหนดให้โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งระบบหอระบายความร้อน ซึ่งช่วยควบคุมอุณหภูมิ น้ำที่จะปล่อยออกสู่ทะเลให้อยู่ที่ระดับ 34 องศาเซลเซียส โดยเฉลี่ยทั้งปี โดยน้ำร้อนที่ปล่อยออกสู่ทะเล จะกระจายอุณหภูมิออกไปตามมาตรฐานน้ำชายฝั่งของไทย กล่าวคือ จุดกึ่งกลางความลึกในระยะ 500 เมตร จากจุดปล่อยจะมีอุณหภูมิเพิ่มขึ้น ไม่เกิน 3 องศาเซลเซียส ตลอดเวลาทั้งปี และจัดให้มีระบบบำบัดน้ำเสีย สำหรับน้ำที่ใช้แล้วจากกระบวนการผลิต เพื่อปรับคุณภาพน้ำที่เป็นค่า ให้เป็นกลางก่อนนำกลับมาใช้ใหม่ หรือก่อนปล่อยลงทะเล

อย่างไรก็ตาม การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ยังคงความรับผิดชอบในด้าน การวางแผนขยายแหล่งผลิตและระบบส่ง รวมทั้งการควบคุมการผลิตและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศ

3.3 กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง

คณะนักวิจัยได้ประมวล กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง ซึ่งแสดงถึง ทิศทางและนโยบายของรัฐที่สำคัญเกี่ยวกับ IPP โดยสรุปได้ว่า รัฐบาลมีนโยบายในการส่งเสริมให้เอกชน เข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2532 และตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนหนึ่งจะมีการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายใหญ่ (IPP) และรายเล็ก (SPP) ซึ่งเป็นนโยบายที่รัฐส่งเสริมให้เอกชนเข้ามา มีบทบาทมากขึ้นในกิจการไฟฟ้าของประเทศ และสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตามแผนพัฒนา กำลังการผลิตไฟฟ้าระยะ 15 ปี โดยมีกฎ ระเบียบ ข้อบังคับ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

3.3.1 มติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้อง

1) มติคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 12 กันยายน 2535 ได้มีมติเห็นชอบตาม ข้อเสนอของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เรื่องแนวทางในการดำเนินงานในอนาคตของ กฟผ. ซึ่งได้กำหนดขั้นตอนและแนวทางในการให้เอกชนมีบทบาทมากขึ้นในกิจการไฟฟ้าในประเทศไทย โดย กำหนดให้มีการลงทุนโดยเอกชนในการผลิตไฟฟ้าในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ในโครงการใหม่

2) มติคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2537 อนุมัติตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เรื่องแนวนโยบายในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปของ IPP โดยมติดังกล่าวกำหนดให้ กฟผ. และสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ร่วมกัน ร่างประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนกำหนดเป็นนโยบายให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) ขายก๊าซธรรมชาติให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นภายใต้เงื่อนไขเหมือน กฟผ. ทั้งนี้ให้พิจารณาระยะเวลา สถานที่ และ ปริมาณ ประกอบด้วย กำหนดเป็นนโยบายให้โครงการผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตามประกาศรับซื้อ ไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้รับสิทธิประโยชน์ในการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริม

การลงทุนตามที่ระบุในประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน 1/2536 เรื่องนโยบายและหลักเกณฑ์การส่งเสริมการลงทุนและที่ ส.2/2538 เรื่องการให้การส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้าระบบ IPP

3) มติคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 เห็นชอบตามมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเรื่องหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สำหรับการจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555 – 2557 (รอบที่ 2) โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานและคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการต่อไป

3.3.2 มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (รายละเอียดมติที่ประชุมตามภาคผนวก 4)

1) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2539 (ครั้งที่ 58) วันศุกร์ที่ 19 กรกฎาคม พ.ศ. 2539 พิจารณาเรื่องความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าเอกชน (IPP) รอบแรกจำนวน 4,800 เมกะวัตต์ ซึ่งมีโครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรก รวมทั้งสิ้น 21 โครงการ ซึ่ง กฟผ. อยู่ระหว่างการเจรจาในรายละเอียดเพื่อคัดเลือกโครงการที่เหมาะสมให้ได้ตามปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ IPP จำนวน 4,200 เมกะวัตต์ รวมทั้งพิจารณาการเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) โดยที่ประชุมมีมติดังนี้

1.1) เห็นชอบในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ในช่วงปี 2543 ถึงปี 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. แล้วตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก โดยมอบหมายให้คณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป (รายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 3.3)

ตารางที่ 3.3 สรุปปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP

หน่วย: เมกะวัตต์

	เดิม	เพิ่ม	รวม
ปี 2542-2543 (ค.ศ. 1999-2000)	1,400	300	1,700
ปี 2544 (ค.ศ. 2001)	2,800	0	2,800
ปี 2545 (ค.ศ. 2002)	0	700	700
ปี 2546 (ค.ศ. 2003)	0	600	600
รวม	4,200	1,600	5,800

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.2) ให้ กฟผ. และ สพข. ร่วมกันพิจารณาความเหมาะสมของปริมาณรับซื้อไฟฟ้าและแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) รวมทั้งจัดทำประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP ในรอบที่ 2 สำหรับการรับซื้อตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นไป แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบเพื่อให้สามารถดำเนินการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้ารอบใหม่ได้ในกลางปี 2540

1.3) ให้ สพข. และกระทรวงการคลังรับไปพิจารณาถึงความเหมาะสมในการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยให้คำนึงถึงผลกระทบที่จะมีต่อเศรษฐกิจโดยรวมด้วยและให้รายงานผลการพิจารณาต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

2) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 6/2539 (ครั้งที่ 60) ในวันศุกร์ที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2539 พิจารณาเรื่อง การเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ซึ่งมีความล่าช้ามาก ประกอบกับมีปัญหาว่าเมื่อมีการเปิดซองประกวดราคาแล้ว ได้มีบางบริษัทเสนอที่จะขายไฟฟ้าในปริมาณที่เพิ่มขึ้นจากข้อเสนอเดิม โดยเสนอราคาที่ถูกลง โดยมีมติของที่ประชุม ดังนี้

2.1) มอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เร่งดำเนินการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ที่ได้รับการคัดเลือกให้แล้วเสร็จ เพื่อให้สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ ภายในวันที่ 15 พฤศจิกายน 2539

2.2) มอบหมายให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) เร่งดำเนินการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) สำหรับโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เรื่อง สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 31 ตุลาคม 2539

2.3) มอบหมายให้ สพข. รับไปเร่งรัดและติดตามเพื่อให้มีการดำเนินการตามข้อ 2.1 และข้อ 2.2

3) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 1/2540 (ครั้งที่ 62) วันพุธที่ 12 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2540 พิจารณาเรื่องความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP และ SPP โดย กฟผ. ได้รายงานผลการเจรจาของ กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ได้รับคัดเลือก รวมทั้งส่วนที่ได้รับอนุมัติให้ซื้อเพิ่มรวม 1,600 เมกะวัตต์ สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

3.1) การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) จำนวน 3 ราย รวม 1,726 เมกะวัตต์ เป็นโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า 2 บริษัท ได้ผ่านการพิจารณาจากคณะกรรมการ กฟผ. แล้ว สำหรับส่วนที่ได้รับจัดสรรให้ซื้อเพิ่มในระยะที่ 1 อีก 300 เมกะวัตต์นั้น อยู่ระหว่างการเจรจาต่อรองราคาและปรับปรุงเงื่อนไขในสัญญาให้เป็นไปตามที่ กฟผ. ต้องการ

3.2) การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 2 (พ.ศ 2544-2546) จำนวน 4 ราย รวม 4,114 เมกะวัตต์ได้รับอนุมัติให้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว การลงนามขั้นสุดท้าย ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีการดำเนินการโดยเร็วต่อไป เมื่อได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว

3.3) การดำเนินการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจากเดิมที่ประกาศไว้ 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์ และเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 ได้ประกาศขยายปริมาณ การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กเป็น 3,200 เมกะวัตต์ โดย กฟผ. ได้พิจารณาคัดเลือกและได้แจ้งผล การพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กรวมการรับซื้อไฟฟ้าทั้งสิ้นจำนวน 61 ราย กำลังการผลิต 4,960 เมกะวัตต์ จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 2,686 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ ที่ประชุมมีมติ ดังนี้

(1) รับทราบรายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปแบบของ IPP และ SPP ตามที่ฝ่ายเลขานุการฯ เสนอ

(2) มอบหมายให้ กฟผ. จัดส่งประเด็นปัญหาผลกระทบของนโยบายรัฐบาลในการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ต่อ สฟช. เพื่อพิจารณาก่อนและให้นำผลการพิจารณาเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป

4) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2540 (ครั้งที่ 63) วันจันทร์ที่ 2 มิถุนายน พ.ศ. 2540 พิจารณา เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ.2540 - 2554) โดยที่ประชุมมีมติ ดังนี้

4.1) เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ตามที่ กฟผ. เสนอ เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนทางด้านการขยายระบบผลิตและระบบส่งของประเทศ โดยมีความต้องการเงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8-9 รวม 46,900 ล้านบาท โดยแยกเป็นเงินตราต่างประเทศและเงินบาทจำนวน 204,500 และ 264,500 ล้านบาท ตามลำดับ ดังปรากฏในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ความต้องการเงินลงทุน

หน่วย : ล้านบาท

	<u>เงินตราต่างประเทศ</u>	<u>เงินบาท</u>	<u>รวม</u>
แผนฯ 8	122,500	145,500	268,000
แผนฯ 9	82,000	119,000	201,000
รวม	204,500	264,500	469,000

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

4.2) เห็นชอบ "กรณีศึกษา" เป็นกรอบทางเลือกในการดำเนินการของ กฟผ. ในกรณีที่ใช้ไฟฟ้าในอนาคตไม่เพิ่มขึ้นอย่างที่เราคาดคะเนไว้

4.3) ให้ใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในข้อ 1 และ 2 เป็นกรอบของการพิจารณาในรายละเอียดของโครงการที่ กฟผ. จะดำเนินการเองในช่วง พ.ศ. 2540-2554 โดยไม่ต้องเสนอขออนุมัติในระดับนโยบายอีก ยกเว้นโครงการที่มีประเด็นนโยบายพิเศษ โครงการใหม่ที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ดังปรากฏในตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 โครงการใหม่ของ กฟผ. ที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554

<u>โครงการ</u>		<u>กำลังผลิต</u> (เมกะวัตต์)	<u>กำหนดแล้วเสร็จ</u>
ก.	<u>แผนหลัก</u>		
1.	<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ</u>		
	1.1 พลังน้ำเขื่อนกิ่วลม (สูบลับ) เครื่องที่ 1-3	3x220	มกราคม 2548
	1.2 พลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ (สูบลับ) เครื่องที่ 1-4	4x200	มี.ค. 50 - มี.ค. 51
2.	<u>โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน</u>		
	2.1 พลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 1 และ 2 (น้ำมัน/ก๊าซ)	2x300	ม.ค. 43 - มี.ค. 44
	2.2 พลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 (ก๊าซ)	1x300	เมษายน 2546
	2.3 พลังความร้อนทับสะแก เครื่องที่ 1 และ 2 (ก๊าซ/ถ่านหิน)	2x1,000	ต.ค. 48 - มี.ค. 49
3.	<u>โครงการระบบส่งไฟฟ้า</u>		
	3.1 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 10 (2540-2545)	-	2544 - 2545
	3.2 ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการหงสา	-	2544 - กันยายน 2545
	3.3 สายส่ง 115 กิโลโวลต์ เชียงใหม่ 2 - แม่ฮ่องสอน		
	3.4 ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาวระยะที่ 2	-	2545 - 2546
	3.5 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 11 (2542-2547)	-	2546 - 2547
	3.6 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 12 (2544-2549)	-	2548 - 2549
	3.7 ขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2	-	2546 - 2549
	3.8 สายส่ง 500 กิโลโวลต์ สำหรับโรงไฟฟ้าเอกชน ระยะที่ 2	-	2551 - 2552

	โครงการ	กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
	3.9 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 13 (2546-2551)	-	2550 - 2551
	3.10 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 14 (2548-2553)	-	2552 - 2553
	3.11 งานขยายระบบไฟฟ้า และงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ด ที่มีได้ รวบรวมเป็นโครงการ	-	2540 - 2549
ข.	กรณีศึกษา (Case Study)		
	โครงการที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ของกรณีศึกษาจะเหมือนกับกรณีแผนหลัก จะต่างกันในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนของกรณีศึกษาจะน้อยกว่ากรณีแผนหลัก 2,900 เมกะวัตต์		

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับขั้นตอนการเสนอและอนุมัติโครงการให้ยึดถือตามแนวทางที่คณะรัฐมนตรีได้
เคยมีมติไปแล้วเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2538

4.4) มอบหมายให้ กฟผ. ร่วมกับ สฟช. รับไปดำเนินการจัดทำร่างประกาศเชิญชวน
การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรอบที่ 2 แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้
ความเห็นชอบเพื่อให้สามารถออกประกาศได้ประมาณกลางปี 2541 โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะรับซื้อจาก
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพิ่มเติมในช่วงแผนฯ 8-10 ดังปรากฏในตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. จะรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพิ่มเติมในช่วงแผนฯ 8-10

หน่วย : เมกะวัตต์

ปี งบประมาณ	แผนหลัก			กรณีศึกษา		
	Base/Intermediate Load	ภาคใต้	กึ่งหนังก๊าซ	Base/Intermediate Load	ภาคใต้	กึ่งหนังก๊าซ
2548	1,000	300	-	1,000	-	-
2549	1,000	-	-	-	300	-
2550	2,000	300	-	1,000	-	-
2551	2,600	300	200	2,600	300	-
2552	3,000	-	-	3,000	300	-
2553	2,600	300	400	2,600	-	-
2554	2,000	300	400	2,000	300	400

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับโครงการในต่างประเทศ วิธีการดำเนินการให้เป็นไปตามข้อตกลงระหว่าง
รัฐบาลหรือตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจะกำหนด

4.5) ให้ กฟผ. ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในรูป Non-Firm โดยไม่มีกำหนดเวลาและปริมาณ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความมั่นคงและความสามารถของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้

4.6) มอบหมายให้ ปตท. รับผิดชอบในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ เพิ่มเติมให้แก่ กฟผ. เพื่อทดแทนการใช้น้ำมันเตาซึ่งก่อให้เกิดปัญหามลภาวะ

5) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2540 (ครั้งที่ 65) วันพุธที่ 10 กันยายน พ.ศ. 2540 พิจารณา เรื่อง แนวทางในการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในกิจการด้านพลังงาน โดยมีมติที่ประชุม ดังนี้

5.1) เห็นชอบแนวทางการขายหุ้นของรัฐที่ดำเนินการได้เร็ว โดยให้ ปตท. รับผิดชอบพิจารณาขายหุ้นของ ปตท. ในบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ให้แก่ Strategic Investor ที่เหมาะสมด้วย ทั้งนี้ ให้หน่วยงานดังต่อไปนี้รับผิดชอบไปจัดทำรายละเอียดแล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ภายใน 1 เดือน ดังนี้

- บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) : กฟผ., บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด กระทรวงการคลัง และ สพข.
- บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) : ปตท. กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงการคลัง และ สพข.
- บริษัท บางจาก ปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) : กระทรวงการคลัง สพข. บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด และ ปตท.

- บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด : กระทรวงการคลัง และ สพข.

5.2) รับทราบแนวทางในการแปรรูป กฟผ. และ ปตท. ตามที่เสนอ ได้แก่

- การแปรรูป กฟผ. โดยลดสัดส่วนการถือหุ้นของ กฟผ. ในบริษัท ผลิตไฟฟ้าที่จะจัดตั้งขึ้นแต่ละบริษัทเหลือ 49% โดยการขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ และหากยังมีความจำเป็นในการลดบทบาทของ กฟผ. ก็ให้ลดสัดส่วนของ กฟผ. เหลือ 0% โดยหา Strategic Investor ที่เหมาะสม
- การแปรรูป ปตท. ควรดำเนินการหลังจากการกำหนดนโยบายการแปรรูป กิจการก๊าซธรรมชาติแล้วเสร็จ ซึ่งคาดว่าจะได้ข้อยุติภายในเดือนตุลาคม 2540 สำหรับแนวทางการแปรรูป ปตท. ให้ดำเนินการแยกกิจการท่อก๊าซธรรมชาติ (Main System) ออกเป็นบริษัทจำกัด และกำหนดให้เป็น Common Carrier รวมทั้งให้ลดสัดส่วนการถือหุ้นของ ปตท. ลงเหลือ 49% ส่วนกิจการอื่นของ ปตท. อาจแยกเป็นบริษัทลูกภายใต้ Holding Company ที่ตั้งขึ้นใหม่ โดยขึ้นแรกปตท. อาจถือหุ้น 100% แล้วจึงนำ Holding เข้าตลาดหลักทรัพย์ โดยลดสัดส่วนการถือหุ้นของ ปตท. เหลือ 49% และควรทยอยดำเนินการ โดยเริ่มจาก

การกระจายเข้าตลาดหลักทรัพย์ฯ ในระดับ 30% ก่อนแล้วจึงเพิ่มเป็น 51% ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการได้ในเดือน ตุลาคม 2541 และจะทำให้รัฐมีรายได้ประมาณ 153,000 ล้านบาท

ทั้งนี้ มอบหมายให้ กฟผ. ปตท. และ สฟช. เร่งดำเนินการศึกษาแนวทางในการแปรรูป ให้แล้วเสร็จโดยเร็วและศึกษาความเหมาะสมของแนวทางในการแปรรูปเพิ่มเติม แล้วนำเสนอ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติภายในเดือนพฤศจิกายน 2540

5.3) ให้ กฟน. และ กฟภ. จัดทำรายละเอียดในการแปรรูปกิจการผลิตถ่านหินคอนกรีต แล้วนำเสนอ กพข. ภายใน 1 เดือน

6) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 5/2540 (ครั้งที่ 66) วันศุกร์ที่ 24 ตุลาคม พ.ศ. 2540 พิจารณา เรื่อง การลดผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัวสำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้า อิสระ (IPP) โดยมีการดำเนินงานในการบรรเทาผลกระทบของค่าเงินบาทลอยตัวต่อโครงการ IPP มีดังนี้

6.1) โครงการ IPP 3 โครงการที่ได้ลงนามกับ กฟผ. ไปแล้ว คณะอนุกรรมการประเมิน และคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้รับการยืนยันจากสำนักงานคณะกรรมการ กฤษฎีกาว่าการออกประกาศของกระทรวงการคลังเรื่องการปรับปรุงระบบการแลกเปลี่ยนเงินตรา ถือว่าเป็น การเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย (Change in Law) ซึ่งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ผู้ลงทุนมีสิทธิขอให้ กฟผ. พิจารณาปรับราคา และมาตรการช่วยเหลือ ส่วนโครงการ IPP อีก 4 โครงการที่ได้มีการเจรจาเสร็จแล้ว แต่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญา PPA ตามประกาศเชิญชวน IPP กำหนดให้สามารถเจรจาเพื่อขอปรับ สัญญาได้

6.2) คณะอนุกรรมการฯ ได้ดำเนินการเจรจากับผู้พัฒนาโครงการทั้ง 7 ราย จนสามารถ หาข้อยุติ ที่เป็นที่ยอมรับได้ของทั้ง 2 ฝ่าย และได้มีการลงนามในข้อตกลง (Memorandum of Understanding : MOU) ซึ่งสรุปสาระสำคัญของข้อตกลงได้ดังนี้

- การปรับราคาซื้อขายไฟฟ้า โดยปรับปรุงสูตรการกำหนดค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) บางส่วนให้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามอัตราแลกเปลี่ยน ทั้งนี้ ค่า AP จะสูงขึ้นหากอัตราแลกเปลี่ยนลดต่ำกว่า 27 บาท/เหรียญสหรัฐฯ
- การเพิ่มกำลังการผลิต ตกลงให้ IPP บางรายสามารถเพิ่มกำลังการผลิต เพื่อช่วยให้ IPP สามารถจัดหาเงินกู้มาดำเนินโครงการได้ ดังนี้ BLCP เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 1,346.5 เมกะวัตต์ Bowin เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 713 เมกะวัตต์ และ EPEC เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 350 เมกะวัตต์
- การเลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า เนื่องจากการจัดหาเงินกู้ประสบความสำเร็จ จึงตกลงให้ IPT Union Power และ Gulf Power สามารถเลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าออกไปได้ เป็นเวลาประมาณ 3-6 เดือน

- การจำกัดวงเงินค่าปรับสำหรับโครงการก๊าซธรรมชาติ ทั้ง 4 โครงการ ให้จำกัดวงเงินค่าปรับ (Penalties) ของรายรับส่วน AP ไว้ที่ 1% ของค่า AP_{in} (บาท/กิโลวัตต์) เป็นเวลา 12 เดือน นับจากวันจ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ.

- การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ให้ Union Power เปลี่ยนค่าอุณหภูมิอ้างอิงของ cooling water จาก 32.2 °C เหลือ 28 °C

- การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้น ให้ TECO เปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้น เป็นดังนี้ Banpu Gas Power Ltd. 55.6%, Texaco 54.4%

6.3) คณะกรรมการ กฟผ. ได้พิจารณาเรื่องการแก้ไขผลกระทบที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้รับจากการเปลี่ยนแปลงระบบการแลกเปลี่ยนเงินตรา และได้มีมติเห็นชอบในบางประเด็น ซึ่งแตกต่างจากข้อตกลงที่ได้ลงนามไปแล้วในสาระสำคัญ และ กฟผ. ได้ดำเนินการแจ้ง IPP ทั้ง 7 โครงการแล้ว ทำให้ IPP ไม่ยอมรับข้อเสนอของคณะกรรมการ กฟผ. หากจะให้ IPP รับข้อเสนอของคณะกรรมการ กฟผ. แล้ว อัตราแลกเปลี่ยนฐานจะต้องลดจาก 27 บาท/เหรียญสหรัฐ เป็น 25-26 บาท/เหรียญสหรัฐ ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้น

ทั้งนี้ ที่ประชุมมีมติ ดังนี้

(1) อนุมัติข้อเสนอการบรรเทาผลกระทบของค่าเงินบาทลอยตัวต่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ทั้งในส่วนของการปรับสูตรราคาซื้อขายไฟฟ้า และการปรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับสูตรราคาตามที่ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) ระหว่าง กฟผ. กับ IPP ทั้ง 7 โครงการแล้ว

(2) ให้ กฟผ. เร่งดำเนินการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ IPP ทั้ง 3 โครงการที่ได้มีการลงนามไปแล้ว สำหรับ IPP อีก 4 โครงการ ที่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญาให้ กฟผ. ดำเนินการแก้ไขข้อความในสัญญา และให้มีการลงนามโดยด่วนต่อไป

7) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2544 (ครั้งที่ 85) วันจันทร์ที่ 10 กันยายน พ.ศ. 2544 มีมติรับทราบความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปแบบของ IPP SPP และโครงการในประเทศเพื่อนบ้าน โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

7.1) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPP) ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 ปัจจุบันมีความคืบหน้าสรุปได้ดังนี้ คือ

- โครงการ IPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. แล้วมี 2 โครงการ คือ โครงการ Tri Energy Co., Ltd. (TECO) และโครงการ Independent Power (Thailand) Co., Ltd. (IPT) โดยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2543 และวันที่ 15 สิงหาคม 2543 ตามลำดับ

- โครงการ Eastern Power & Electric Co., Ltd. (EPEC) และโครงการ Bowin Power Co.,Ltd. อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบสายส่งเชื่อมโยง

- โครงการ IPP 2 โครงการที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง คือ บริษัท Gulf Power Generation Co., Ltd. และบริษัท Union Power Development Co., Ltd. ประสบปัญหาความล่าช้า เนื่องจากต้องจัดให้มีการประชาพิจารณ์ก่อน และได้ขอเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินโครงการตามแผนงาน

- โครงการ BLCIP อยู่ระหว่างการศึกษาการขุดลอกร่องน้ำเพื่อก่อสร้างท่าเทียบเรือขนถ่ายถ่านหิน ในส่วนสิทธิการเข้าใช้ประโยชน์ในพื้นที่ซึ่งเป็นสถานที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าอยู่ระหว่างการพิจารณาร่วมกันระหว่างกรมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยและกรมเจ้าท่า

7.2) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPP) มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration รวมทั้ง เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระการลงทุนในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของรัฐลง ซึ่งมี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้วรวม 61 ราย ในจำนวนนี้เป็น SPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. แล้ว 45 ราย มีปริมาณไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบรวม 1,863 เมกะวัตต์

7.3) การซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน มีความคืบหน้าสรุปได้ดังนี้

- ประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) โครงการผลิตไฟฟ้าที่ สปป.ลาว เสนอจะขายไทยมี 8 โครงการ รวมกำลังการผลิต 3,596 เมกะวัตต์

- ประเทศสหภาพพม่า โครงการผลิตไฟฟ้าที่สหภาพพม่าเสนอจะขายให้ไทยมี 4 โครงการ ได้แก่ โครงการน้ำกก (42 เมกะวัตต์) โครงการฮังยี (300 เมกะวัตต์) โครงการท่าซาง (3,500 เมกะวัตต์) และโครงการคานบว (1,500 เมกะวัตต์) กำลังการผลิตรวม 5,342 เมกะวัตต์

- ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน คณะกรรมการซื้อขายไฟฟ้าไทย - จีน ได้ลงนามในความตกลงเรื่อง "การร่วมลงทุนในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำยูนนานอิงหง ระหว่างกลุ่มผู้ลงทุนไทย - จีน" เมื่อวันที่ 5 กันยายน 2543 โดย กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ จากโครงการนี้ในปี 2556 และอีก 1 โครงการ ในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ในปี 2557

- ประเทศกัมพูชา คณะกรรมการซื้อขายไฟฟ้าไทย - กัมพูชา ได้มีการหารือที่จะรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ในปริมาณ 25 - 30 เมกะวัตต์ เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับ 3 จังหวัดของกัมพูชา

8) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2550 (ครั้งที่ 113) วันจันทร์ที่ 4 มิถุนายน พ.ศ. 2550 มีมติเห็นชอบในหลักการแนวทางการออกประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555 – 2557 (รอบที่ 2) โดยมอบหมายให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานและคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนดำเนินการต่อไป

9) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 9/2550 (ครั้งที่ 118) วันศุกร์ที่ 7 ธันวาคม พ.ศ. 2550 มีมติเห็นชอบการดำเนินการคัดเลือกผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) สำหรับจัดหาไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2555 – 2557 (รอบที่ 2) ซึ่งคัดเลือกผู้ผลิตเอกชนได้ 4 ราย กำลังการผลิตรวม 4,400 เมกะวัตต์ ได้แก่ GHECO-one 650 เมกะวัตต์ National Power Supply 540 เมกะวัตต์ Siam Energy 1,600 เมกะวัตต์ และ Power Generation Supply 1,600 เมกะวัตต์

3.3.3 กฎ ระเบียบข้อบังคับ

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) จะต้องเป็นไปตามเงื่อนไขในเอกสารประกาศรับซื้อไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก คือ

1) ประกาศรับซื้อไฟฟ้า (Request for Proposal หรือ RFP) เป็นเอกสารที่แสดงเกณฑ์ในการประเมินและคัดเลือกผู้ลงทุน รวมทั้งเป็นแนวทางและข้อเสนอต่างๆ ที่อยู่ในสัญญาซื้อไฟฟ้า มาตรฐาน และเงื่อนไขทางเทคนิคเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าและการปฏิบัติการ และหัวข้ออื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

2) สัญญาการรับซื้อไฟฟ้า (Power Purchase Agreement หรือ PPA) เป็นสัญญาระหว่าง กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่กล่าวถึงการผลิตและขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนให้กับ กฟผ. สัญญานี้จะระบุถึงข้อปฏิบัติในการเดินเครื่อง (Operating Characteristics) ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payments) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments) มาตรฐานทางสิ่งแวดล้อม (Environmental Quality Standards) การเก็บเชื้อเพลิงและสัญญาซื้อเชื้อเพลิง (Fuel Stocking and Fuel Purchase Agreement) แผนงานก่อสร้างระบบส่งเชื่อมโยงระหว่างโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนกับระบบของ กฟผ. (New Transmission Facilities and Construction Schedule) กำหนดการณ์สำคัญตามสัญญา (Contracted Milestones) ค่าเสียหายกรณีผิดสัญญา (Liquidated Damages) เหตุสุดวิสัย (Force Majeures) และอื่นๆ

3) มาตรฐานและเงื่อนไขทางเทคนิคเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าและการปฏิบัติการ (Grid Code) เป็นเอกสารที่ระบุข้อกำหนดทั่วไปของระบบและความต้องการต่างๆ รวมถึงระเบียบวิธีการเชื่อมโยงการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิต ไฟฟ้าเอกชน จำเป็นจะต้องปฏิบัติตาม

ในการพิจารณาคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในลักษณะ IPP มีเงื่อนไขในการรับซื้อไฟฟ้าจาก ซึ่งมีลักษณะสากล มีสาระสำคัญ ดังนี้

1) ให้ผู้ผลิตเอกชนเป็นผู้เสนอพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยให้ความสำคัญกับเชื้อเพลิงที่สะอาดเป็นที่ยอมรับของประชาชน ราคามีเสถียรภาพ มีความแน่นอนในการจัดหา และส่งเสริมนโยบายของรัฐในการกระจายแหล่งพลังงานของประเทศ ได้แก่ พลังงานนอกูปแบบ (ไม่รวมนิวเคลียร์) ก๊าซธรรมชาติทั้งที่ผลิตในประเทศและนำเข้าถ่านหิน และออร์มัลชั่น

2) ให้ผู้ผลิตเอกชนเป็นผู้เสนอสถานที่ตั้ง โดยกำหนดลำดับความสำคัญของพื้นที่ในภาพกว้างเบื้องต้นสอดคล้องตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ในการพัฒนาเมืองหลักเมืองรองเพื่อการกระจายความเจริญไปสู่ภูมิภาค ประกอบกับการพิจารณาแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และระยะห่างจากระบบสายส่งของ กฟผ. ดังนี้

- ภาคกลาง (เหนือกรุงเทพฯ : สระบุรี ลพบุรี อ่างทอง สิงห์บุรี อโยธยา นครนายก ฯลฯ)
- ชายฝั่งทะเลอ่าวไทยด้านตะวันตก (ประจวบคีรีขันธ์ เพชรบุรี ราชบุรี สมุทรสาคร

สมุทรสงคราม)

- ชายฝั่งทะเลภาคตะวันออก (ชลบุรี ระยอง จันทบุรี ปราจีนบุรี สระแก้ว)

3) เนื่องจาก กฟผ. เป็นผู้สั่งให้เดินเครื่องโรงไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า จึงกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เป็นสองส่วน (Two Part Tariff) ส่วนหนึ่งกำหนดจากต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของเอกชน และค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ (Fixed Costs) ซึ่งเรียกว่า ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) และอีกส่วนหนึ่ง กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายผันแปรอื่นๆ ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ. ซึ่งเรียกว่า ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ทั้งนี้ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในส่วนแรก เป็นค่าใช้จ่ายที่ต้องจ่าย ไม่ว่า กฟผ. จะสั่งเดินเครื่องจากผู้ผลิตเอกชนหรือไม่ แต่โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในส่วนหลัง เป็นค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้น เมื่อมีการสั่งให้โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าส่งเข้าระบบของ กฟผ. และจะผันแปรไปตามราคาเชื้อเพลิงเป็นหลัก (ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. เอง แม้ว่าโรงไฟฟ้าจะไม่เดินเครื่อง กฟผ. ก็ต้องจ่ายค่าดอกเบี้ย เงินต้น และค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ เช่นกัน ดังนั้นการจ่ายค่าความพร้อมจ่ายให้ IPP จึงอยู่บนหลักการเดียวกัน) ทั้งนี้ รายละเอียดของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า จะกล่าวในหัวข้อ 3.6

4) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตเอกชน จะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานทางด้านสิ่งแวดล้อม ที่ทางราชการกำหนด โดยจะต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม เพื่อขอความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อมก่อนดำเนินการก่อสร้างโครงการ โดยในรายงานฯ จะต้องเสนอมาตรการที่สามารถลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้จริง และมีความเหมาะสม รวมทั้ง ต้องมีมาตรการติดตาม

ตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะครอบคลุมทั้งในด้านคุณภาพอากาศ และคุณภาพน้ำ เพื่อรายงานกรมโรงงานอุตสาหกรรม และสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อมทราบทุกระยะ กรณีที่จะมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ และ/หรือ มาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม จะต้องขอความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อมก่อนดำเนินการเปลี่ยนแปลง

3.4 บทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ต่ออุตสาหกรรมไฟฟ้าของไทย

เมื่อเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) กำลังการผลิตรวมทั้งระบบ จะเห็นได้ว่า บทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ต่ออุตสาหกรรมไฟฟ้าของไทยเพิ่มขึ้นทุกปี โดยในปี 2538 ที่มีการรับซื้อจาก IPP จำนวน 8,353 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 10.76 ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและรับซื้อทั้งหมด และในปี 2551 ได้เพิ่มขึ้นเป็น 66,512 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง (KWh) คิดเป็นร้อยละ 45.84 ของพลังงานที่ผลิตและ รับซื้อทั้งหมด ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) เทียบกับกำลังผลิตรวมทั้งระบบ

ปี	ซื้อจาก IPP	ปริมาณการผลิตและซื้อทั้งหมด	สัดส่วน
	ล้าน kWh*	ล้าน kWh	%
ปี 2538	8,353	77,615	10.76
ปี 2539	10,731	84,734	12.66
ปี 2540	14,154	90,197	15.69
ปี 2541	13,525	87,810	15.40
ปี 2542	14,228	88,236	16.13
ปี 2543	17,644	95,321	18.51
ปี 2544	27,943	100,357	27.70
ปี 2545	33,787	108,357	31.18
ปี 2546	43,743	115,495	37.87
ปี 2547	49,841	124,503	40.03
ปี 2548	51,805	131,568	39.38
ปี 2549	54,025	138,802	38.92
ปี 2550	61,293	143,742	42.64
ปี 2551	66,512	145,091	45.84

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

หมายเหตุ * kWh คือ หน่วยของค่าพลังงานไฟฟ้า หมายถึง กิโลวัตต์-ชั่วโมง

3.5 ความเชื่อมโยงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่กับรัฐวิสาหกิจ

ตามที่กล่าวมาในตอนต้นของบทที่ 3 ว่ารัฐบาลโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer : IPP) เมื่อปลายปี 2537 เพื่อเป็นการส่งเสริมและสนับสนุนบทบาทของภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในกิจการไฟฟ้า (ปัจจุบัน

รัฐบาลกำหนดนโยบายแบ่งสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และบริษัทเอกชนไว้ที่ 50:50 (ไม่รวมการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน) ซึ่งนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินการและการให้บริการ รวมทั้งยังเป็นการลดภาระด้านการลงทุนของภาครัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า และที่สำคัญเพื่อให้สามารถรองรับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตได้อย่างเพียงพอ โดยรายละเอียดของแผนการรับซื้อไฟฟ้าจะสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) ซึ่งเป็นแผนที่ได้ประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าของทั้งประเทศในระยะ 15 ปีข้างหน้า

ดังนั้น ในหัวข้อ 3.5 นี้ คณะนักวิจัยได้สรุปรูปแบบความเชื่อมโยงหรือความสัมพันธ์ระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และรัฐวิสาหกิจ ซึ่งได้แก่ กฟผ. และ รัฐวิสาหกิจที่เกี่ยวข้องในขั้นตอนที่อาจสร้างความเสี่ยงให้กับ กฟผ. ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ตามประเด็นสำคัญ 3 ขั้นตอน ดังนี้

(1) การคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่

(2) การทำสัญญาระหว่าง กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และการกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ซึ่งหมายถึงภาระผูกพันในการจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขาย

(3) การกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ กฟภ. และ กฟน.

ทั้งนี้ เมื่อเข้าใจความเชื่อมโยงใน 3 ขั้นตอนข้างต้นแล้ว คณะนักวิจัยจะนำไปสรุปเป็นภาระความเสี่ยง (Risk Exposure) ที่อาจเกิดขึ้นกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ที่นำไปสู่ความเสี่ยงของ กฟผ. และ ความเสี่ยงที่เกิดกับ กฟผ. เองโดยตรง ในหัวข้อที่ 3.6 ต่อไป

3.5.1 การคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่

กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ จะมีการดำเนินงานเชื่อมโยงกันภายใต้กรอบการคัดเลือก (การประมูล) โดยเริ่มตั้งแต่การออกประกาศรับซื้อไฟฟ้า (Request for Proposal หรือ RFP) ซึ่งแสดงเกณฑ์ในการประเมินและคัดเลือกผู้ลงทุน พร้อมทั้งกำหนดมาตรฐานและเงื่อนไขทางเทคนิคเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าและการปฏิบัติการ (Grid Code) จากนั้นจึงเข้าสู่กระบวนการคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ภายใต้ความรับผิดชอบของคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (ทำงานร่วมกับกลุ่มทำการประเมินข้อเสนอ และบริษัทที่ปรึกษา) ที่มีเกณฑ์พิจารณาทั้งปัจจัยด้านราคา (price factor) และด้านเทคนิค (Non-price factor)

- หลักเกณฑ์ในการประเมินและคัดเลือกจะพิจารณาตามหัวข้อหลักในประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนปี 2537 ซึ่งได้แก่

1) ปัจจัยด้านราคา (Price Factors) น้ำหนักคะแนนร้อยละ 60 โดยพิจารณาจากราคาต่อหน่วยของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุสัญญา (Levelized Generation Costs; LGC) และใช้แบบจำลองการเงินในการคำนวณค่าไฟฟ้าต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง โดยพิจารณาจากค่าต่างๆที่ถูกเสนอ เช่น ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP) ค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat rate) ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Costs) ค่าเดินเครื่องและบำรุงรักษา ค่ากำลังผลิต (capacity factor) และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ สำหรับสกุลเงินตราหลัก เป็นต้น

2) ปัจจัยอื่นๆ (Non-Price Factors) น้ำหนักคะแนนร้อยละ 40 โดยพิจารณาระดับความพร้อมของโครงการ (Level of Development) ความน่าเชื่อถือและความสามารถในการจัดการทางการเงิน (Sponsors' creditworthiness and ability to arrange financing) ประสบการณ์ของกลุ่มผู้ลงทุน (Experience of Bidders) เชื้อเพลิง (Fuel) สถานที่ตั้งโครงการ (Location and site) และการขอเปลี่ยนแปลงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Exceptions to Model PPA)

ทั้งนี้ ในการคัดเลือกสถานที่ตั้งโรงงานของเอกชนนั้น กฟผ. จะกำหนดพื้นที่คร่าวๆ ไว้ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและความสามารถในการผลิตที่มีอยู่ในแต่ละภูมิภาค โดยเอกชนจะคัดเลือกพื้นที่ที่ชัดเจนตามความสะดวกในการใช้เชื้อเพลิงเพื่อการผลิต (เช่น มีท่อก๊าซธรรมชาติ) มีแหล่งน้ำเพื่อใช้ในการผลิต และอยู่ใกล้สถานีย่อย (Sub Station) ของ กฟผ. เพื่อความสะดวกต่อการเชื่อมโยงไฟฟ้าเข้าระบบ เป็นต้น

3.5.2 การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และการกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่

เมื่อ กฟผ. ได้คัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ได้ตามกระบวนการข้างต้นแล้ว ทั้ง 2 ฝ่าย จะจัดทำสัญญาการรับซื้อไฟฟ้า (Power Purchase Agreement หรือ PPA) ซึ่งสัญญานี้จะระบุถึงข้อปฏิบัติในการเดินเครื่อง (Operation characteristics) ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability payments) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy payments) มาตรฐานทางสิ่งแวดล้อม (Environmental quality standards) การเก็บเชื้อเพลิง และสัญญาซื้อเชื้อเพลิง (Fuel stocking and fuel purchase agreement) แผนงานก่อสร้าง ระบบส่งเชื่อมโยงระหว่างโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนกับระบบของ กฟผ. (New transmission facilities and construction schedule) กำหนดการณสำคัญตามสัญญา (Contracted milestones) ค่าเสียหายกรณีผิดสัญญา (liquidated damages) เหตุสุดวิสัย (Force majeure) และอื่นๆ

กฟผ. จะมีภาระผูกพันตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ตามสูตรที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน (Two part tariff) คือค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ดังนี้

$$\begin{aligned}\text{ค่าไฟฟ้า} &= \text{AP} + \text{EP} \\ (\text{Power Price}) & \\ &= (\text{AP1} + \text{AP2}) + \text{EP}\end{aligned}$$

1) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. ต้องจ่ายหากโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการผลิตตามคำสั่งเดินเครื่องครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ในส่วนของเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายดำเนินการ และค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า ภาระหนี้สิน และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น

$$\text{AP} = \text{AP1} + \text{AP2}$$

AP1 คือ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment) ในส่วนที่สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนซื้อที่ดิน ค่าก่อสร้าง และค่าเครื่องจักร ภาระหนี้เงินกู้ ค่าภาษี ค่าประกันภัย และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น โดยมีค่าเป็นเงินบาทกำหนดล่วงหน้าในแต่ละปีตลอดอายุสัญญา

$$\begin{aligned}\text{AP1} &= \text{Taxes} \\ &+ \text{Investment cost} \\ &+ \text{Debt service payment} \\ &+ \text{Return on equity}\end{aligned}$$

AP2 คือ Availability Payment ในส่วนที่สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M) มีค่าเป็นเงินบาทกำหนดล่วงหน้าในแต่ละปีตลอดอายุของสัญญา ซึ่งจะมีการผนวกดัชนีราคาผู้บริโภคของไทยโดยใช้ปี 2538 เป็นปีฐาน

$$\text{AP2} = \text{Fixed O\&M}$$

ดังนั้น การคำนวณค่า AP จะขึ้นอยู่กับตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ 2 ตัวแปร ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (FX) และดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไป (CPI) หรือ $\text{AP} = f(\text{FX}, \text{CPI}^{\text{TH}}, \text{CPI}^{\text{US}}, \dots)$ รายละเอียดของสูตรจะระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเป็นปัจจัยสำคัญที่สุดประการหนึ่งในการกำหนดค่า AP เนื่องจากการก่อสร้างโรงผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องใช้เครื่องจักรและอุปกรณ์นำเข้าจากต่างประเทศในสัดส่วนที่สูง ทำให้การจัดหาแหล่งเงินทุน (Financing) จะเป็นการกู้ยืมเงินจากต่างประเทศสูงเช่นกัน ซึ่งนำไปสู่การมีภาระชำระหนี้ (Debt services) ที่ขึ้นกับการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยน

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายตามปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้า ครอบคลุมค่าใช้จ่ายแปรผันที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ. เช่น ค่าเชื้อเพลิง ค่าขนส่ง และค่าใช้จ่ายแปรผันอื่นๆ ที่เกิดจากการเดินเครื่องและซ่อมบำรุง

โรงไฟฟ้า หรือ $EP = f(\text{ราคาเชื้อเพลิง, } CPI^{\text{TH}}, \dots)$ รายละเอียดของสูตรจะระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

$$EP = \text{Fuel Cost} + \text{Variable O\&M}$$

ทั้งนี้ การจ่ายค่า EP ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ จะนำค่าเชื้อเพลิงมาคำนวณรวมกับค่าอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat rate) ซึ่งถูกกำหนดไว้ในการประมูลและระบุไว้ในสัญญา (หน่วยต่อกิโลวัตต์ ชั่วโมง: KWh) ว่าจะเป็นอัตราคงที่สูงสุดที่ผู้ผลิตเอกชนจะใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในหนึ่งกิโลวัตต์ ดังนั้นในการผลิตไฟฟ้าจริง หากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ใช้อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำกว่าที่กำหนด ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับค่าซื้อไฟฟ้าสูงกว่าต้นทุนการผลิตจริง เนื่องจาก กฟผ. ยังคงต้องจ่ายเงินจากการคำนวณตามอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่กำหนดในสัญญา แต่ถ้าผู้ผลิตไฟฟ้าใช้อัตราการใช้เชื้อเพลิงสูงกว่าที่กำหนดไว้ กฟผ. จะจ่ายค่าผลิตไฟฟ้าในอัตราที่ไม่เกินตามที่ระบุไว้ในสัญญา ทำให้เอกชนต้องรับภาระค่าใช้จ่ายที่เกินกำหนดนั่นเอง

นอกจากนี้ ประเด็นในเรื่องเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงในสัญญา PPA จะระบุเงื่อนไขให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ซื้อเชื้อเพลิงในการผลิตจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ในราคาเดียวกับที่ กฟผ. ซื้อจาก ปตท. โดย กฟผ. จะทำสัญญาซื้อเชื้อเพลิงจาก ปตท. เพื่อเป็นข้อผูกพันในการซื้อเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ

ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ในสัญญา PPA จะระบุเงื่อนไขให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ต้องสต็อกถ่านหินใช้ในการผลิตไม่น้อยกว่า 30 วัน และต้องสามารถหาแหล่งเชื้อเพลิงมาใช้ได้ตลอดอายุสัญญา ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะต้องหาสัญญาสั่งซื้อถ่านหินระยะยาวตลอดอายุสัญญาไว้ล่วงหน้า เพื่อสร้างความมั่นใจให้แก่ผู้ผลิตว่ามีถ่านหินไว้ใช้เพียงพอและในราคาที่กำหนดไว้ โดยทั่วไปต้นทุนการผลิตโดยใช้ถ่านหินจะถูกกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่น การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตโดยเรียงลำดับต้นทุนจากน้อยไปมากได้ดังนี้ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงาน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดีเซล ดังนั้น กฟผ. จะเป็นผู้สั่งการในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระในแต่ละช่วงเวลา

ในการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้ต้นทุนค่า EP ที่ กฟผ. ต้องจ่ายต่ำที่สุด กฟผ. มีการบริหารจัดการโดยสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าตามลำดับต้นทุนของการผลิตจากต่ำสุดกล่าวคือ ให้ผู้ผลิตเอกชนที่ใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหินเป็นลำดับแรก รองลงมาคือ ก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ ในการผลิตไฟฟ้าพื้นฐาน (Base) จะเป็นการผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดีเซล โดยมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำเป็นตัวปรับเพิ่มขึ้นในช่วงความต้องการสูงสุด (Peak)

ดังนั้น การจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ในส่วนของค่า AP กฟผ. จะจ่ายตามอัตราที่ระบุไว้ในสัญญา ขณะที่ค่า EP นั้นเป็นการจ่ายตามการใช้เชื้อเพลิงจริง และหาก กฟผ. สั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขปริมาณไฟฟ้าเต็มกำลังการผลิต ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่จะต้องเสียค่าปรับ (Deduction) ตามจำนวนหน่วยที่ผลิตไม่ได้ตามที่กำหนด (หักค่า AP ต่อ

หน่วยการผลิต) ซึ่งจากการศึกษาฐานผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่พบว่า ในการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นประมาณปี 2550 เป็นต้นมา มีการผลิตได้ต่ำกว่าที่ กฟผ. กำหนดบ้าง สาเหตุมาจากปัญหาด้านเทคนิค แต่เป็นปริมาณเพียงเล็กน้อยไม่ได้มีผลกระทบต่อรายได้ของผู้ผลิต และต่อความเพียงพอของการผลิตไฟฟ้าโดยรวม

ทั้งนี้ รูปแบบการจ่ายค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ให้กับเอกชนรายหนึ่งๆ จะเป็นลักษณะใดนั้น กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระจะพิจารณาภาพรวมการจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าทั้งหมด โดยระบุเป็นข้อตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) เพื่อกระจายค่าใช้จ่ายให้เหมาะสม ไม่เกิดเป็นภาระในช่วงใดช่วงหนึ่งสูงเกินไป และระบุไว้ในสัญญา PPA รวมทั้งให้สอดคล้องกับโครงสร้างเงินลงทุน (ช่วงระยะเวลาการชำระคืนต้นทุนเงินกู้) และค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยโครงสร้างการจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าจะแบ่งออกได้เป็น 3 ลักษณะ ดังนี้

(1) แบบ Front-end Loading หมายถึงการรับซื้อไฟฟ้าจะมีราคาสูงในช่วงปีแรก ๆ ของสัญญาและจะค่อยๆ ลดลงในระยะต่อมา โดยเป็นผลจากระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระอยู่ในช่วงปีแรก ๆ ของโครงการ

(2) แบบ Mid-end Loading หมายถึงการรับซื้อไฟฟ้าจะคงที่ตลอดอายุสัญญาเป็นจำนวนเท่า ๆ กันทุกปี โดยเป็นผลจากการที่ช่วงระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเท่ากับอายุของโครงการ

(3) แบบ Back-end Loading การรับซื้อไฟฟ้าจะมีราคาสูงในช่วงปลายๆ ของสัญญา ผลจากการศึกษาฐานพบว่า ส่วนใหญ่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่มีลักษณะเป็นแบบ Font-end Loading เนื่องจากมีเงื่อนไขกับผู้ให้กู้เงิน (Lender) ที่ต้องการเงินคืนให้เร็วที่สุด โดยเฉลี่ยระยะเวลาคืนเงินกู้จะอยู่ประมาณ 12-15 ปี ขณะที่ระยะเวลาในสัญญาการผลิตไฟฟ้ามีอายุ 25 ปี ส่งผลให้ในช่วงแรกค่า AP ของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่จะสูง หลังจากชำระหนี้เงินกู้แล้ว ค่า AP จะลดลง ซึ่งจะสะท้อนให้ค่าซื้อไฟฟ้าลดลงในช่วงหลัง

3.5.3 การกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ กฟภ. และ กฟน.

กฟผ. จะขายไฟฟ้าที่ กฟผ. ผลิต. และที่ซื้อจากแหล่งผลิตอื่นๆ ได้แก่ ต่างประเทศ ผู้ผลิตอิสระรายใหญ่ (IPP) และรายย่อย (SPP) ให้แก่รัฐวิสาหกิจอีก 2 แห่ง ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เพื่อการกระจายให้แก่ประชาชนและภาคธุรกิจผู้ใช้ไฟ (end users) โดยการกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟภ. และ กฟน. ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ

1) ค่าไฟฟ้าฐาน กำหนดตามมติ คณะรัฐมนตรี โดยคำนวณจากค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายของ กฟผ. ซึ่งได้กำหนดไว้และไม่มีการปรับเปลี่ยนตั้งแต่ปี 2548

2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ² หรือค่า Ft กำหนดตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีองค์ประกอบ 2 ส่วน คือ

2.1) ค่าซื้อไฟฟ้า³ ซึ่งจะผันแปรตามความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมถึงค่า AP ในการซื้อ ไฟฟ้าไว้ด้วย

2.2) ค่าเชื้อเพลิง ซึ่งจะผันแปรตามราคาเชื้อเพลิง และอัตราแลกเปลี่ยนที่สูงขึ้น หรือ ต่ำกว่าสมมติฐานที่ตั้งไว้ จึงจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยน

อย่างไรก็ตาม ด้วยกลไกของการกำหนดค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft โดยคณะรัฐมนตรีและ กพช. ซึ่งต้องคำนึงถึงการดูแลครองชีพและต้นทุนในการประกอบกิจการของประชาชนที่เป็น End users ส่งผลให้ในปัจจุบัน กฟผ. ไม่สามารถผลักภาระต้นทุนการดำเนินงานจริงทั้งหมดให้แก่ผู้ใช้ประโยชน์จาก กระแสไฟฟ้าที่แท้จริงได้ นอกจากนี้ แม้ว่า กพช. จะมีนโยบายในการพิจารณาปรับค่า Ft ทุก 4 เดือน เพื่อให้ ค่าไฟสะท้อนต้นทุนการผลิตจริงให้ดียิ่งขึ้น แต่การเลื่อนเวลาของต้นทุนจริงที่เกิดกับการปรับค่าไฟฟ้าถึง 4 เดือนก็เกิดเป็นภาระให้แก่ กฟผ. ส่วนหนึ่ง และในบางกรณีการปรับค่า Ft มีการล่าช้าไปมากกว่า 4 เดือน ซึ่ง จะยิ่งเพิ่มภาระทางการเงินให้แก่ กฟผ. มากยิ่งขึ้น (ตารางที่ 3.8 เป็นการสรุปโครงสร้างต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และราคาขายไฟฟ้า ให้แก่ กฟภ. และ กฟน. และประชาชน)

ในขณะเดียวกัน กฟผ. ไม่สามารถผลักภาระค่าไฟฟ้าในส่วนที่ไม่สามารถผลักให้แก่ผู้ใช้ ไฟฟ้าให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ได้ เนื่องจากค่าไฟฟ้าเป็นไปตามที่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

² Ft = Fuel Adjustment Charge (at the given time)

³ ในช่วงก่อนปี 2548 ค่า AP นั้นนับรวมอยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งปรับทุกๆ 2-3 ปี แต่ภายหลังจากปี 2548 ค่า AP นั้นได้เปลี่ยน มานับรวมอยู่ในค่า Ft

ตารางที่ 3.8 ปัจจัยกำหนดต้นทุนค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ค่าขายส่งไฟฟ้าให้แก่ กฟน. และ กฟภ. และค่าไฟฟ้าขายปลีกให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า

ต้นทุนค่าไฟฟ้า ของ กฟผ.	ปัจจัยกำหนด	ค่าไฟฟ้าขายส่ง ให้แก่ กฟน. และ กฟภ.	ปัจจัยกำหนด	ค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า	ปัจจัยกำหนด
1. ค่ารับซื้อไฟฟ้า⁴		1. ค่าพลังงานไฟฟ้า		1. ค่าไฟฟ้าฐาน	
1.1 ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) ประกอบด้วย - ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า - การชำระคืนดอกเบี้ยและ ต้นเงินกู้ - ผลตอบแทนในส่วนของผู้ถือหุ้น - ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและ บำรุงรักษา ค่าอะไหล่ และ ค่าประกันภัย - ค่าใช้จ่ายในการขาย ค่าระบบส่ง และบริหาร	กำหนดโดยอัตรา แลกเปลี่ยน อัตราดอกเบี้ย และอัตราเงินเพื่อเป็นหลัก ซึ่งเป็นไปตามสัญญาซื้อ ขายไฟฟ้า (PPA)	1.1 ค่าไฟฟ้าขายส่ง ตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)	ประกอบด้วย - ค่าผลิตไฟฟ้า - ค่าบริการระบบส่ง กำหนดตามระดับ แรงดันไฟฟ้าและ ช่วงเวลาของการใช้ ไฟฟ้า ⁵ (Load Pattern)		- กำหนดโดยต้นทุนที่ สามารถควบคุมได้ เช่น ต้นทุนในการ ดำเนินงานและการลงทุน ก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบ สายส่งไฟฟ้า และระบบ สายจำหน่ายไฟฟ้า - การปรับเปลี่ยนจะต้อง ได้รับการอนุมัติจาก ครม. ปัจจุบัน ไม่มีการ เปลี่ยนแปลงตั้งแต่เดือน ตุลาคม 2548

⁴ ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer) และประเทศเพื่อนบ้าน

⁵ ช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 2 ช่วง คือ ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (On Peak) และ ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off Peak)

ต้นทุนค่าไฟฟ้า ของ กฟผ.	ปัจจัยกำหนด	ค่าไฟฟ้าขายส่ง ให้แก่ กฟน. และ กฟภ.	ปัจจัยกำหนด	ค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า	ปัจจัยกำหนด
1.2 ค่าพลังไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ประกอบด้วย - ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้ (ปริมาณการใช้ x ราคา) - ค่าใช้จ่ายแปรผันในการผลิตและบำรุงรักษา	กำหนดโดยราคาเชื้อเพลิงและค่าความสิ้นเปลืองการใช้พลังงาน (Heat rate) เป็นหลัก ซึ่งเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)	1.2 ค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้า Ft ประกอบด้วย - อัตราค่าไฟฟ้า Ft ขายส่ง - ΔFt ขายส่ง ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ	- กำหนดโดยค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า	2. ค่าไฟฟ้า Ft - กำหนดโดยค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า - การปรับค่าไฟฟ้า Ft ดำเนินการโดยคณะกรรมการกำกับดูแลการปรับอัตราค่าไฟฟ้า Ft ภายใต้การกำกับดูแลโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)	
2. ค่าผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (นอกเหนือจากการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนส่วนหนึ่ง)	กฟผ. มีความรับผิดชอบในการพัฒนาการดำเนินการผลิต การควบคุมการผลิต และระบบส่ง	2. ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Charge)	กำหนดโดยคุณภาพและคุณสมบัติของไฟฟ้าที่ขาย		

ต้นทุนค่าไฟฟ้า ของ กฟผ.	ปัจจัยกำหนด	ค่าไฟฟ้าขายส่ง ให้แก่ กฟน. และ กฟภ.	ปัจจัยกำหนด	ค่าไฟฟ้าขายปลีก ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า	ปัจจัยกำหนด
3. ค่าส่งไฟฟ้าของ กฟผ.	กฟผ. มีความรับผิดชอบใน การวางแผนขยายแหล่งผลิต และระบบส่ง	3. ภาษีมูลค่าเพิ่ม	- ร้อยละ 7 ของค่าไฟฟ้า ฐานรวมกับค่าไฟฟ้า Ft	3. ภาษีมูลค่าเพิ่ม	- ผู้ซื้อบริการ ภาษีมูลค่าเพิ่มในส่วนนี้ ทั้งหมด
รวมต้นทุนค่าไฟฟ้า	- สามารถผลกระทบต้นทุน การผลิตไฟฟ้าให้แก่ กฟน. และ กฟภ. ได้แต่ไม่ทั้งหมด	รวมค่าไฟฟ้าขายส่ง	- สามารถผลกระทบค่า ไฟฟ้าให้แก่ผู้บริโภคได้ แต่ไม่ทั้งหมด	รวมค่าไฟฟ้า ขายปลีก	-

ที่มา : เรียบเรียงโดยคณะนักวิจัย

3.6 ภาระความเสี่ยง (Risk Exposure) ที่อาจจะเกิดขึ้นกับภาครัฐ

จากการพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่าง กฟผ. กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ คณะนักวิจัยได้สรุปลักษณะของความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นกับภาครัฐซึ่งในการวิจัยครั้งนี้หมายถึง กฟผ. และรัฐบาล โดยจำแนกความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นเป็น 2 ระดับ ดังนี้

1) ความเสี่ยงจากการดำเนินงานที่เกิดกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และอาจส่งผ่านผลที่เกิดขึ้นดังกล่าวเป็นภาระค่าใช้จ่ายและต้นทุนดำเนินงานของ กฟผ. ได้

2) ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของ กฟผ. เองโดยตรง

ทั้งนี้ ลักษณะความเสี่ยงที่เกิดขึ้นกับ กฟผ. ทั้ง 2 กรณี หากเกิดเป็นผลเสียหาที่รุนแรง เช่น กฟผ. มีรายได้ต่ำรับสูง ขาดเงินทุนหมุนเวียน หรือขาดสภาพคล่องในการดำเนินกิจการ ทำให้ กฟผ. อาจจำเป็นต้องกู้เงินเพื่อชดเชยการสูญเสียรายได้ดังกล่าว โดยมีกระทรวงการคลังเป็นผู้ค้ำประกันเงินต้นและดอกเบี้ยให้ หรือรัฐบาลอาจต้องจัดสรรงบประมาณเพื่อชดเชยผลเสียหายเพื่อให้ กฟผ. ยังคงสามารถให้บริการขั้นพื้นฐานแก่ประชาชนและรักษาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศไว้ได้ ซึ่งไม่ว่าจะเป็นกรณีใด รัฐบาลย่อมต้องเป็นผู้รับภาระทางการคลังดังกล่าวในที่สุด

3.6.1 ความเสี่ยงจากการดำเนินงานที่เกิดกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และอาจส่งผ่านผลที่เกิดขึ้นดังกล่าวเป็นภาระค่าใช้จ่ายและต้นทุนดำเนินงานของ กฟผ. ได้

1) ความผันผวนในอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ และความผันผวนของดัชนีราคาผู้บริโภค (CPI) ซึ่งจะมีผลต่อต้นทุนการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ และการคำนวณค่า AP แม้ว่าโดยหลักการแล้วค่าซื้อไฟฟ้าส่วนที่เป็นค่า AP จะต้องเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แต่หากมีความจำเป็น กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ สามารถร่วมกันปรับสูตรการคำนวณค่าซื้อขายและสัญญา PPA ให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนและดัชนีราคาผู้บริโภคได้ โดยได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (ภาคผนวก 5 ตัวอย่างการปรับปรุงการคำนวณค่ารับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน) โดยอาจเกิดเป็นภาระเพิ่มขึ้นจากที่เคยประมาณการไว้กับงบการเงินของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม ในส่วนของความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยที่อาจจะมีผลกระทบต่อการระดมเงินกู้ เพื่อลงทุนในโรงไฟฟ้าถือเป็นความเสี่ยงของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่ต้องบริหารและป้องกันความเสี่ยงดังกล่าวเอง

2) ปัญหาทางการเงินของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ที่อาจส่งผลให้เอกชนไม่สามารถดำเนินการผลิตตามสัญญากับ กฟผ. ได้ ไม่ว่าจะเป็นผลกระทบจากสภาพคล่อง อัตราดอกเบี้ย และภาระผูกพันและหนี้สินอื่นๆ ที่เกิดจากการดำเนินงาน รวมทั้งปัญหาทางเทคนิค การจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิต และปัญหาความขัดแย้งเรื่องสิ่งแวดล้อมกับชุมชนในท้องถิ่นที่ตั้งโรงงาน โดยปัญหาการผลิตดังกล่าวอยู่นอก

ขอบเขตการเป็นเหตุสุดวิสัยตามสัญญา PPA ซึ่งผลของปัญหาการหยุดการผลิตอาจนำไปสู่ปัญหาความมั่นคงด้านการผลิตพลังงานของประเทศ เกิดเป็นภาระของ กฟผ. ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มเติมจากแผน หรือการต้องเข้าบริหารจัดการโรงงานผลิตไฟฟ้าที่มีปัญหานอกจากนั้น หาก กฟผ. ร้องขอความร่วมมืออื่นๆ จากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ แต่เป็นสิ่งที่อยู่นอกเหนือสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กฟผ. อาจไม่ได้รับความร่วมมือจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ได้

ทั้งนี้ ปัญหาการไม่สามารถผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ได้ตามสัญญา ไม่ว่าจะเกิดจากปัญหาทางการเงินหรือความขัดแย้งที่อยู่นอกเหตุสุดวิสัยตามที่กล่าวข้างต้น อาจจะมีผลกระทบรุนแรงขึ้นได้ หากโครงสร้างของผู้ถือหุ้น IPP ในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้ามีความเชื่อมโยงกัน กล่าวคือ IPP รายต่างๆ มีผู้ถือหุ้นรายใหญ่เป็นกลุ่มเดียวกัน ซึ่งการเกิดปัญหากับ IPP รายหนึ่งย่อมส่งผลกระทบต่อ IPP ที่มีผู้ถือหุ้นใหญ่รายเดียวกัน อย่างไรก็ตามในกรณีของประเทศไทย พบว่า ในกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ 7 ราย ที่เริ่มดำเนินการแล้ว มีเพียง 2 บริษัทที่มีโครงสร้างผู้ถือหุ้นที่เกี่ยวข้องกัน ดังนี้

- บริษัท BLCP เพาเวอร์ จำกัด มีผู้ถือหุ้นได้แก่ บริษัทบ้านปู โคล เพาเวอร์ จำกัด ร้อยละ 50 และบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (EGCO) ร้อยละ 50

- บริษัท Gulf เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น มีผู้ถือหุ้นรายเดียวได้แก่ บริษัท Gulf Electric จำกัด (มหาชน) ซึ่งมี บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (EGCO) เป็นผู้ถือหุ้นใหญ่

อย่างไรก็ตาม ผู้ถือหุ้นใหญ่ของทั้ง 2 บริษัทได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) เป็นบริษัทในเครือของ กฟผ. ซึ่งมีความมั่นคงทางการเงินสูง ดังนั้นในอุตสาหกรรมไฟฟ้าของไทยจึงมีความเสี่ยงจากผลกระทบต่อเนื่องจากปัญหาทางการเงินของผู้ถือหุ้นใน IPP หลายรายจึงมีต่ำ

3) ปัญหาข้อโต้แย้ง หรือ ข้อพิพาททางกฎหมายในข้อตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ซึ่งอาจมีผลมาจากการตีความข้อความในสัญญาที่แตกต่างกัน และสามารถตีมูลค่าเป็นจำนวนเงินได้

3.6.2 ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของ กฟผ. เองโดยตรง

1) การเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐบาล โดยเฉพาะหากมีการปรับการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และเอกชนไว้ที่ร้อยละ 50 ซึ่งจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการผลิตของทั้ง กฟผ. และเอกชนอย่างมีนัยสำคัญ

2) ปัจจัยเสี่ยงที่มีผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สำคัญเป็นผลจากการที่ค่า Ft ไม่สามารถปรับขึ้นตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ ซึ่งหมายถึง กฟผ. ไม่สามารถส่งผ่านภาระต้นทุนทั้งหมดของตนไปในราคาขายไฟฟ้าให้ กฟน. และ กฟภ. ได้ทั้งหมด ซึ่งถือว่าเป็นความเสี่ยงโดยตรงต่อ กฟผ. ที่ต้องแบกรับภาระการผลิตไฟฟ้าไว้เองบางส่วน นอกจากนั้น กฟผ. ยังได้รับความเสี่ยงจาก

การดำเนินการตามมาตรการของรัฐบาล โดยในช่วงที่ผ่านมา การดำเนินการมาตรการ “6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤติเพื่อคนไทยทุกคน” ส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ. โดยตรง

3) ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้ กฟผ. ต้องปรับเปลี่ยนแผนการผลิต เนื่องจากไม่สามารถลดปริมาณการรับซื้อจากเอกชนได้เนื่องจากเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าในส่วนของภาคเอกชนซึ่งมีลักษณะการดำเนินการเชิงธุรกิจ และมีสัญญาการผลิตที่ชัดเจน เมื่อเกิดเหตุการณ์บางอย่างนอกเหนือจากในสัญญาที่กำหนดไว้ การปรับเปลี่ยนการผลิตจะทำให้ยากหรือภาครัฐอาจต้องเสียค่าปรับ ในขณะที่ภาครัฐมีความยืดหยุ่นในการปรับเปลี่ยนการผลิตมากกว่า

4) ภาระและความเสี่ยงจากการเกิดเหตุสุดวิสัย ซึ่งในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) จะมีการระบุเงื่อนไขกรณีที่เกิดเหตุสุดวิสัยไว้ ซึ่งอาจเป็นไปได้ในหลายลักษณะตามข้อตกลง และเงื่อนไขที่ตกลงกันดังนี้

- ถ้า กฟผ. ทำสัญญากับเอกชนไว้ แต่รัฐบาลไม่อนุมัติให้สร้างโรงไฟฟ้า จะด้วยเหตุผลใดก็ตาม ทั้งๆ ที่เอกชนทำตามสัญญาทุกอย่างในลักษณะนี้ถือว่าเอกชนไม่ผิด และฝ่ายรัฐต้องรับผิดชอบ โดยอาจเป็นในรูปการขยายเวลาในสัญญาให้เอกชนหรือจ่ายค่าเสียหายในรูปของค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้เอกชน ในกรณีที่เอกชนสร้างโรงงานเสร็จแล้ว หรือซื้อโรงไฟฟ้าของเอกชนมาเป็นของ กฟผ.

- กฟผ. ทำสัญญากับเอกชน และเอกชนทำตามสัญญาทุกอย่าง แต่รัฐบาลกลับสั่งให้ กฟผ. ยกเลิกสัญญา กฟผ. ก็ถือว่าเหตุการณ์นี้เป็นเหตุสุดวิสัยได้ (เพราะรัฐบาลสั่ง ไม่ใช่เพราะ กฟผ. ตัดสินใจทำเอง) รัฐบาลต้องรับผิดชอบด้วยการให้ กฟผ. ซื้อโรงไฟฟ้าเอกชนมาเป็นของ กฟผ. หรือเอกชนฟ้องศาลเรียกค่าเสียหายทั้งหมดรวมทั้งค่าเสียโอกาส

5) กฎหมาย ระเบียบ ข้อตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยความเสี่ยงเกิดจากการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย (Change in Law) ซึ่งในอดีตที่ผ่านมาตัวอย่างของการเปลี่ยนแปลงระบบอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราจากระบบตะกร้าเงินเป็นระบบลอยตัว ทำให้ต้องมีการปรับปรุงแก้ไข (Amendment) สัญญาในภายหลัง เช่น มีการแก้ไขให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่บางรายสามารถเพิ่มกำลังการผลิตเพื่อช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ สามารถจัดหาเงินกู้มาดำเนินโครงการได้ เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีในช่วงที่ผ่านมา ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงสุดมีกำลังการผลิตสูงกว่าข้อเสนอเดิมเล็กน้อย หรือการอนุญาตให้เลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า เพราะการจัดหาเงินกู้ประสบความสำเร็จ และการอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ บางรายเปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้น เป็นต้น

ทั้งนี้ หากนำกรอบความเสี่ยงทางการคลังสำหรับโครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐ (รัฐบาลและรัฐวิสาหกิจ) และเอกชน (PPP) ที่แสดงในบทที่ 2 หัวข้อ 2.5 มาประยุกต์เข้ากับ โครงการ IPP ของ กฟผ. จะสามารถสรุปเป็นกรอบความเสี่ยงทางการคลังใหม่ที่อาจเกิดขึ้นกับภาครัฐ (กฟผ.) ได้ ดังปรากฏในตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 กรอบความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix) สำหรับโครงการ IPP ที่อาจเกิดขึ้นกับภาครัฐ (กฟผ. และรัฐบาล)

	ภาระที่แน่นอน (Direct liability) ต้องชำระอย่างแน่นอนเมื่อถึงกำหนด	ภาระเสี่ยง (Contingent liability) ที่จะต้องชำระเมื่อเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น
ภาระแบบชัดเจน (Explicit liability) เป็นภาระตามกฎหมาย สัญญาหรือข้อตกลง	ภาระของ กฟผ. ในการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ตามสัญญา ซึ่งมีลักษณะเป็นการประกันรายได้ในการผลิตไฟฟ้าให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ที่ร่วมลงทุน หากมีความพร้อมในการผลิต กฟผ. จะต้องจ่ายค่า AP ให้ โดยไม่คำนึงว่าจะผลิตไฟฟ้าได้ปริมาณเท่าใด ซึ่งได้กำหนดไว้ในสัญญา PPA	1. ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP ตามที่ระบุไว้ในสัญญา PPA - การรับภาระจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อ ที่ กฟผ. อาจต้องมีเพิ่มเติม หากมีการปรับปรุงสัญญา PPA - การรับภาระจากการเปลี่ยนแปลงของกฎ ระเบียบ - การรับภาระจากการเกิดเหตุสุดวิสัยตามข้อตกลงหรือเงื่อนไขที่ระบุในสัญญา 2. ภาระของรัฐบาลจากการค้ำประกันเงินกู้ให้กับ กฟผ.
ภาระแบบโดยนัย (Implicit liability) เป็นภาระโดยหลักจริยธรรม คุณธรรม นอกเหนือจากปรากฏเป็นกฎหมาย สัญญา หรือข้อตกลง		1. ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP จากสาเหตุต่างๆ ซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ในสัญญา PPA - ความเสี่ยงที่เกิดจากความผิดพลาดด้านเทคนิคและฐานะการเงินของผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ซึ่งส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านการผลิตพลังงาน และทำให้ กฟผ. ต้องรับภาระการผลิตไฟฟ้าชดเชยหรือปรับปรุงโครงสร้างการผลิตซึ่งกระทบต่อการดำเนินงานโดยรวมของ กฟผ. ซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ในสัญญา - ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐบาล โดยเฉพาะหากมีการปรับสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และเอกชนจากร้อยละ 50:50 ซึ่งจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการผลิตของทั้ง กฟผ. และเอกชนอย่างมีนัยสำคัญ - ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวม ซึ่งทำให้ กฟผ. ต้องเปลี่ยนแปลงโครงสร้างการผลิตและเกิดภาระการดำเนินงานอย่างมีนัยสำคัญ 2. ความเสี่ยงจากการที่ค่า Ft ไม่สามารถปรับขึ้นตามต้นทุนได้ และ กฟผ. ไม่สามารถผลักภาระต้นทุนไปในการขายไฟฟ้าให้ กฟน. และ กฟภ. ได้ทั้งหมด

ที่มา : เรียบเรียงโดยคณะนักวิจัย

ทั้งนี้ จากการสัมภาษณ์ผู้บริหาร กฟผ. เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2552 ผู้บริหารของ กฟผ. ได้สรุปแนวทางการบริหารความเสี่ยงในโครงการ IPP จากลักษณะภาระความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นกับ กฟผ. ตามที่กล่าวมาข้างต้น ดังนี้ (รายละเอียดของการประชุมหารือแสดงอยู่ในภาคผนวกที่ 6)

1. การรักษาสัมพันธภาพที่ดีระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ เพื่อให้เกิดความร่วมมือที่ดี หากเกิดเหตุสุดวิสัยประการใด กฟผ. จะสามารถขอความร่วมมือจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ได้
 2. การดูแลการดำเนินงานและการปฏิบัติตามข้อตกลง (Commitment) ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด
 3. การดำเนินการซื้อเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า (Forward) ซึ่งอาจช่วยป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนได้
 4. การบริหารจัดการด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management: DSM) ซึ่งเป็นปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุม ที่ผ่านมา กฟผ. ดำเนินการโดยการรณรงค์ให้ประชาชนใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัด เพื่อช่วยให้การใช้ไฟฟ้าเป็นไปอย่างสม่ำเสมอ หรือ ลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ามาก (Peak) ซึ่งจะส่งผลให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้และเกิดความยั่งยืนด้านพลังงานไฟฟ้า
- ทั้งนี้ กฟผ. ต้องเตรียมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak) แม้ว่าในแต่ละวันจะมีช่วงในระยะเวลาสั้นๆ ก็ตาม ทำให้ต้องสิ้นเปลืองทรัพยากรค่อนข้างมาก
5. การกระจายความเสี่ยงทางด้านเชื้อเพลิง รัฐบาลมีนโยบายไม่ให้มีการผลิตไฟฟ้าโดยพึ่งพาทักษะธรรมชาติมากเกินไป จึงมีนโยบายให้ กฟผ. ขยายโรงไฟฟ้าถ่านหิน ซึ่งสามารถใช้เชื้อเพลิงได้อีกประมาณ 60 ปี และการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โดยให้มีการเตรียมความพร้อม และคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
 6. การทบทวนแผนความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับความจำเป็น

บทที่ 4

ระเบียบวิธีการศึกษา (Methodology)

ในบทที่ 4 นี้จะประกอบด้วยการทบทวนกรอบและแนวคิดที่ใช้ในการศึกษาภาระทางการคลังจาก IPP แบบจำลองที่ใช้ในการศึกษาภาระทางการคลังจาก IPP และการประเมินความเสี่ยงทางการคลังจาก IPP โดยมีสาระสำคัญดังนี้

4.1 กรอบและแนวคิดที่ใช้ในการศึกษาภาระทางการคลังจาก IPP

โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) นั้นมีลักษณะการร่วมทุน⁶ (PPPs) แบบบริษัทเอกชนเป็นผู้ก่อสร้าง เป็นเจ้าของ และดำเนินการ (Build Own Operate: BOO) ซึ่งไม่มีข้อตกลงที่บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนจะต้องโอนกิจการคืนให้กับรัฐบาลเมื่อสิ้นสุดสัญญา โดยบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับผลตอบแทนเป็นค่าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ตามโครงสร้างราคาที่กำหนดขึ้นภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างภาครัฐและเอกชน (Power Purchase Agreement PPA) ขณะที่ กฟผ. มีภาระในการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งค่าซื้อไฟฟ้างดงามเป็นองค์ประกอบหนึ่งของต้นทุนค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สะท้อนอยู่ในค่าไฟฟ้าขายส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ กฟภ. และ กฟน. และสะท้อนอยู่ในค่าไฟฟ้าขายปลีกให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ต้นทุนค่าไฟฟ้า ซึ่งมีค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP รวมอยู่ด้วยนั้นอาจส่งผ่านมายังค่าไฟฟ้าขายปลีกและค่าไฟฟ้าขายได้ไม่ทั้งหมด หรือ ต้องใช้ระยะเวลาในการปรับเปลี่ยนราคาให้สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงทั้งหมด เพื่อไม่ให้เกิดการปรับราคาไฟฟ้าเป็นภาระกับประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้ามากนัก จึงอาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของ กฟผ. รวมถึงการดำเนินโครงการ IPP และอาจก่อให้เกิดภาระทางการคลังได้ในอนาคต

การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการ IPP จะใช้กรอบความเสี่ยงทางการคลังของภาครัฐ โดยมุ่งเน้นถึงภาระและความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดขึ้นกับรัฐบาลและรัฐวิสาหกิจ (ตารางที่ 2.1) ซึ่งพัฒนาจากกรอบความเสี่ยงทางด้านการคลัง (Government Fiscal Risk Matrix) ของ Polackova (1998) ที่มุ่งเน้นถึงภาระและความเสี่ยงทางการคลังตามระบบการคลังสาธารณะ ซึ่งหมายรวมถึงภาคสาธารณะทั้งหมด

การจำแนกภาระทางการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) โดยใช้แนวคิดกรอบความเสี่ยงทางการคลังของภาครัฐ ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการ IPP ในส่วนที่สามารถประมาณการเป็นตัวเลขได้ มิได้กล่าวถึงความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจาก

⁶ การดำเนินโครงการ IPP ของ กฟผ. ไม่ต้องปฏิบัติตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 เนื่องจากไม่เกี่ยวข้องกับสิทธิในการดำเนินการ การใช้และการครอบครองทรัพย์สินของภาครัฐ เมื่อสิ้นสุดสัญญาโครงการ ทรัพย์สินจากโครงการ IPP จะไม่ถูกโอนกลับมาเป็นของภาครัฐ

กระบวนการจัดหาและคัดเลือก IPP รวมทั้งความเสี่ยงจากปัจจัยภายนอกอื่น ๆ ที่ไม่สามารถประเมินผลกระทบต่อโครงการ IPP ได้อย่างชัดเจน

จากการจำแนกภาระทางการคลังจากโครงการ IPP จากการดำเนินการของ กฟผ. ตามแนวคิดข้างต้น พบว่าแหล่งที่มาของภาระทางการคลังของ กฟผ. และรัฐบาลสามารถแบ่งเป็น 5 ส่วน ดังนี้

1) ภาระค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP ของ กฟผ. ที่มีลักษณะเป็นการประกันรายได้ของการผลิตไฟฟ้าให้แก่ IPP และเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวระหว่างภาครัฐและเอกชน (PPA) ซึ่งกำหนดราคาซื้อสูงสุดเป็นเกณฑ์ให้บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนใช้ในการจัดทำข้อเสนอโครงการ โดยที่ กฟผ. มีภาระค่ารับซื้อไฟฟ้าที่จะต้องจ่ายให้แก่บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ที่ร่วมลงทุนแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

1.1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) ซึ่งเป็นค่าพลังไฟฟ้าที่ครอบคลุมถึงต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายคงที่ในการผลิตและซ่อมบำรุงรักษาและค่าอะไหล่ ค่าประกันภัยและผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น

1.2) ค่าพลังไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงจริงตามที่โรงไฟฟ้าใช้และครอบคลุมค่าใช้จ่ายผันแปรในการผลิตและบำรุงรักษา

ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ของ กฟผ. ไม่สามารถกำหนดเป็นวงเงินที่ชัดเจนได้ว่าเป็นจำนวนเท่าใด เนื่องจากค่าความพร้อมจ่าย (AP) สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Foreign Exchange: FX) และดัชนีราคาผู้บริโภค (Consumer Price Index: CPI) หรืออัตราเงินเฟ้อ ส่วนค่าพลังไฟฟ้า (EP) สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามความผันผวนในราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ค่าซื้อไฟฟ้างดงามถือเป็นภาระที่ กฟผ. จะต้องจ่ายอย่างแน่นอน โดย กฟผ. สามารถผลักภาระค่าซื้อไฟฟ้างดงามเป็นค่าไฟฟ้าขายส่งให้แก่ลูกค้าได้แก่ กฟน. และ กฟภ. ได้แต่ไม่ทั้งหมด และต้องใช้ระยะเวลาในการส่งผ่านต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามายังราคาขายไฟฟ้า

สาเหตุที่ทำให้ กฟผ. ไม่สามารถผลักภาระค่าซื้อไฟฟ้าทั้งหมดให้กับ กฟน. กฟภ. และประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าได้ เนื่องจากการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าในส่วนของค่าไฟฟ้าฐานไม่มีการเปลี่ยนแปลงหลักเกณฑ์ในการคำนวณมาตั้งแต่ปี 2548 และในส่วนค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft) ที่ไม่สามารถสะท้อนถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมดกล่าวคือ ค่าไฟฟ้า Ft จะครอบคลุมถึงความเสี่ยงในเรื่องของอัตราแลกเปลี่ยนจากภาระเงินกู้และดอกเบี้ยต่างประเทศในระดับหนึ่งเท่านั้น และไม่ครอบคลุมถึงความผันผวนของภาวะเศรษฐกิจภายในประเทศและภาวะเศรษฐกิจของโลกที่ส่งผลกระทบต่อรายได้ที่เปลี่ยนแปลงไปของ กฟผ. รวมทั้งมีรอบระยะเวลาในการพิจารณาปรับค่า Ft เฉลี่ยอยู่ที่ 4 เดือนต่อครั้ง แต่มีการชะลอการปรับค่า Ft ดังกล่าวเป็นครั้งคราว เพื่อให้เกิดความเป็นธรรมต่อประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อการรักษาระดับค่าไฟฟ้าไม่ให้สูงหรือต่ำกว่าค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าในการผลิตไฟฟ้า และเพื่อช่วยให้ประชาชนได้รับผลกระทบในช่วงที่ต้นทุนการผลิตสูงไม่มากนัก

2) ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP ตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA) ซึ่งอาจเกิดจากเหตุสุดวิสัยที่ส่งผลกระทบต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนและ กฟผ. หรือ เหตุที่ไม่อาจป้องกันได้ ถึงแม้ว่า กฟผ. และบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนมีการจัดการอย่างระมัดระวังและรอบคอบแล้ว เช่น ความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อเกินระดับที่กำหนด การเปลี่ยนแปลงทางการเมือง การเปลี่ยนแปลงกฎหมาย กฎระเบียบของรัฐบาล การก่อวินาศกรรม การก่อการจลาจล ปัญหาการยอมรับของประชาชน และภัยพิบัติทางธรรมชาติ เป็นต้น โดยรัฐบาลอาจจะต้องชำระค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นกับ กฟผ. หรือบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน

3) ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP จากสาเหตุต่างๆ ซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA) โดยที่รัฐบาลอาจต้องให้ความช่วยเหลือทางการเงินแก่ กฟผ. ในท้ายที่สุดตามหลักจริยธรรม คุณธรรม หรือตามข้อเรียกร้องหรือความต้องการของประชาชน เช่น การหยุดดำเนินโครงการ ความล้มเหลวของโครงการ ความผิดพลาดทางเทคนิค และฐานะทางการเงินของบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านการผลิตพลังงานของประเทศ เป็นต้น

4) ภาระต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าในส่วนของค่า Ft ที่ไม่สามารถปรับขึ้นตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด และ กฟผ. ไม่สามารถส่งผ่านภาระต้นทุนมายังราคาขายไฟฟ้าได้ทั้งหมด ตามหลักการคิดค่าไฟฟ้าและโครงสร้างราคาไฟฟ้า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสามารถสะท้อนอยู่ในราคาขายไฟฟ้าได้ทั้งหมด (Full cost pass through) กล่าวคือ ภาระจะถูกส่งผ่านให้กับประชาชนและภาคธุรกิจผู้ใช้ไฟฟ้า (End users) แต่รอบระยะเวลาของการปรับราคาไฟฟ้าให้สะท้อนต้นทุน ซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 4 เดือน ทำให้ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายอยู่ในขณะนั้นเป็นการสะท้อนถึงต้นทุนในรอบก่อนหน้านี้ ไม่สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงในขณะนั้น หรือไม่ได้ส่งผ่านต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงทั้งหมดมายังราคาขายได้อย่างทันที โดยทั่วไปเมื่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงแต่มีการชะลอการปรับขึ้นราคาค่าไฟฟ้าไม่ให้สูงขึ้นตามต้นทุนที่สูงขึ้นทั้งหมด เพื่อช่วยให้ประชาชนได้รับผลกระทบจากภาวะต้นทุนการผลิตที่สูงไม่มากนัก เมื่อต้นทุนค่าไฟฟ้าลดลงในรอบถัดไป การไฟฟ้าจะคงราคาขายไฟฟ้าระดับเดิม เพื่อชดเชยกับรอบก่อนหน้านี้ (การเกลี้ยราคาค่า Ft) ซึ่ง กฟผ. ต้องรับภาระต้นทุนที่สูง แต่ชะลอการปรับขึ้นราคาขายไว้

อย่างไรก็ดี หาก กฟผ. ไม่สามารถปรับราคาขายไฟฟ้าเป็นระยะเวลาที่ติดต่อกันยาวนานกล่าวคือค่าไฟฟ้า Ft ที่ กฟผ. เรียกเก็บต่ำกว่าค่า Ft ตามที่ควรจะเป็น จะส่งผลให้ กฟผ. ต้องแบกภาระต้นทุนบางส่วน ซึ่งรวมถึงค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP แต่ไม่สามารถระบุได้ว่า กฟผ. สามารถส่งผ่านต้นทุนส่วนใดให้แก่ประชาชนและภาคธุรกิจผู้ใช้ไฟฟ้าได้ และ กฟผ. ต้องแบกรับต้นทุนส่วนใดไว้เอง หรือไม่สามารถระบุได้ว่าต้นทุนที่ กฟผ. ต้องรับไว้เองเป็นต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า ต้นทุนค่าผลิตไฟฟ้า หรือต้นทุนค่าส่งไฟฟ้าในจำนวนเท่าใด

5) การค้ำประกันเงินกู้ให้กับ กฟผ. การที่ค่าไฟฟ้า Ft ที่ กฟผ. เรียกเก็บต่ำกว่าค่า Ft ตามที่ควรจะเป็น ทำให้ กฟผ. มีรายได้ค้างรับ จึงอาจขาดเงินทุนหมุนเวียน และขาดสภาพคล่องในการดำเนิน

กิจการ กฟผ. อาจจำเป็นต้องกู้เงินเพื่อชดเชยการสูญเสียรายได้ดังกล่าว โดยมีกระทรวงการคลังเป็นผู้ค้ำประกันเงินต้นและดอกเบี้ยเงินกู้ให้

ทั้งนี้ เงินกู้ดังกล่าวไม่สามารถระบุได้ชัดเจนว่าใช้ในโครงการ IPP หรือใช้เป็นค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP เนื่องจากรายได้ส่วนที่ค้างรับจากการชะลอการปรับค่า Ft ไม่สามารถระบุได้ว่า กฟผ. ต้องแบกรับภาระต้นทุนส่วนใดกล่าวคือ ไม่สามารถระบุได้ว่าเป็นต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า ต้นทุนค่าผลิตไฟฟ้า หรือต้นทุนค่าส่งไฟฟ้าในจำนวนเท่าใดที่ไม่สามารถส่งผ่านมายังราคาขายไฟฟ้าได้ ดังนั้น ในกรณีที่มีเหตุฉุกเฉินหรือเหตุสุดวิสัยที่ทำให้ กฟผ. ไม่สามารถชำระคืนเงินกู้ภายในระยะเวลาที่กำหนดได้ รัฐบาลอาจต้องชำระเงินกู้ดังกล่าวแทน กฟผ.

อย่างไรก็ดี ในปัจจุบันฐานะทางการเงินของ กฟผ. จัดอยู่ในเกณฑ์ดี กฟผ. จึงสามารถกู้เงินได้โดยไม่ต้องมีการค้ำประกันจากรัฐบาล และโดยทั่วไปแล้ว กฟผ. แทบจะไม่ประสบปัญหาขาดเงินทุนหมุนเวียน และขาดสภาพคล่องในการดำเนินกิจการเลย ยกเว้นกรณีที่ กฟผ. ได้รับผลกระทบจากการดำเนินโครงการของ กฟผ. และ กฟน. ตามนโยบายของรัฐบาล ได้แก่ มาตรการ 6 มาตรการ 6 เดือนฝ่าวิกฤตเพื่อคนไทยทุกคน และมาตรการลดภาระค่าครองชีพของประชาชน (5 มาตรการ 6 เดือน) ซึ่งทำให้ กฟผ. สูญเสียรายได้ และขาดสภาพคล่องทางการเงิน

ภาระทางการเงินจากโครงการ IPP 5 ส่วนข้างต้นสามารถสรุปให้อยู่ในรูปของกรอบภาระทางการเงินของภาครัฐที่จะใช้ศึกษาในเชิงลึกต่อไป ดังปรากฏในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ภาระการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ที่อาจเกิดขึ้นกับ กฟผ. และรัฐบาล (จำแนกตามกรอบภาระทางการเงินของภาครัฐ)

	ภาระที่แน่นอน (Direct Liabilities) ต้องชำระแน่นอนเมื่อถึงกำหนด	ภาระเสี่ยง (Contingent Liabilities) อาจจะต้องชำระหากเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น
แบบชัดเจน (Explicit) เป็นภาระตามกฎหมายสัญญา หรือข้อตกลง	- ภาระค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งมีลักษณะเป็นการประกันรายได้ของการผลิตไฟฟ้าในรูปของตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA) ระหว่าง กฟผ. และ IPP	- ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่เกิดจากเหตุสุดวิสัยตามที่ระบุไว้ในสัญญา PPA - การค้ำประกันเงินกู้ให้กับ กฟผ.
แบบโดยนัย (Implicit) เป็นภาระโดยหลักจริยธรรม คุณธรรม นอกเหนือจากที่ปรากฏเป็นกฎหมายหรือข้อตกลงที่อาจถูกผลักดันโดยกลุ่มผลประโยชน์		- ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP จากสาเหตุต่างๆ ซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ในสัญญา PPA - ภาระต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่า Ft ที่ไม่สามารถปรับขึ้นตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด และไม่สามารถส่งผ่านมายังราคาขายไฟฟ้าได้ทั้งหมด

ที่มา : เรียบเรียงโดยคณะนักวิจัย

4.2 แบบจำลองที่ใช้ในการศึกษาภาระทางการคลังจาก IPP

การประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ซึ่งเป็นโครงการร่วมทุนระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ จำเป็นต้องใช้แบบจำลองที่เป็นสากลและสามารถใช้ในการประมวลและจัดประเภทของข้อมูลฐานะทางการเงินในอดีตของ กฟผ. (โดยเฉพาะในส่วนที่เกิดจากการดำเนินโครงการ IPP) อย่างเป็นหมวดหมู่ เพื่อให้ง่ายต่อการประมาณการและวิเคราะห์ความเสี่ยงและภาระทางการเงินจากโครงการร่วมทุนดังกล่าว

การศึกษานี้จึงได้ประยุกต์ใช้แบบจำลองในการประเมินความเสี่ยงทางการคลังและภาระทางการคลัง (Fiscal Risk Model) ของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ซึ่งเป็นแบบจำลองที่ IMF ใช้ในการศึกษาและประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังที่จะเกิดขึ้นหรืออาจจะเกิดขึ้นจากรัฐวิสาหกิจในระยะปานกลาง (3-5 ปี ข้างหน้า) โดยวิเคราะห์ข้อมูลที่ปรากฏอยู่ในงบดุลของรัฐบาล และข้อมูลที่อยู่นอกงบดุล (Off-Balance sheet) เช่น การร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน และการดำเนินโครงการต่างๆ ตามนโยบายของรัฐบาล

ทั้งนี้ แบบจำลองที่ IMF ใช้ในการประเมินความเสี่ยงทางการคลังจากรัฐวิสาหกิจนี้สามารถที่จะนำไปประยุกต์ใช้กับหน่วยงานของภาครัฐอื่นๆ อาทิ เช่น ส่วนราชการ องค์การมหาชน หรือ องค์การของรัฐที่เป็นอิสระได้

การประยุกต์ใช้แบบจำลองดังกล่าว ขั้นแรกจะเป็นการกำหนดขอบเขตของความเสี่ยงทางการคลัง และตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง (Key indicators of fiscal risks) ซึ่งใช้ในการแสดงผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานของรัฐบาลทั้งข้อมูลที่ปรากฏอยู่ในงบดุลและข้อมูลที่อยู่นอกงบดุล (Off-Balance sheet) ที่อาจจะมีผลกระทบต่อการจัดเก็บรายได้ งบประมาณรายจ่าย ภาระหนี้ และหนี้คงค้างของรัฐบาลต่อไปในอนาคต

4.2.1 ขอบเขตความเสี่ยงทางการคลังในแบบจำลอง

ขอบเขตของความเสี่ยงทางการคลัง (Scope of fiscal risk) ในแบบจำลองของ IMF ครอบคลุมถึงการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญต่างๆ ซึ่งอาจมีผลกระทบทางลบต่อฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน หรือความสามารถในการแข่งขันเชิงธุรกิจของรัฐบาล โดยสามารถแบ่งขอบเขตของความเสี่ยงออกเป็น 4 ด้าน ดังนี้

1) ความเสี่ยงด้านเศรษฐกิจมหภาค (Macroeconomic risk) หมายถึง ความเสี่ยงที่เกิดความเสียหายจากความผันผวนของภาวะเศรษฐกิจ ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรทางด้านเศรษฐกิจมหภาค (Macroeconomic relevance) ที่มีผลกระทบทางลบต่อฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน หรือความสามารถในการแข่งขันเชิงธุรกิจของรัฐบาล ได้แก่ GDP อัตราการขยายตัวของ GDP อัตราเงินเฟ้อ อัตราดอกเบี้ย ราคาน้ำมัน และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ เป็นต้น

2) **ความเสี่ยงด้านการปฏิบัติการ (Operational risk)** หมายถึง ความเสี่ยงที่เกิดความเสียหายจากการดำเนินงานภายในหน่วยงาน บุคลากร และระบบงานต่างๆ ซึ่งไม่มีประสิทธิภาพเพียงพอ ส่งผลให้การดำเนินงานและโครงการของรัฐวิสาหกิจไม่สามารถบรรลุตามแผนปฏิบัติการที่ตั้งไว้

3) **ความเสี่ยงด้านกฎหมายและกฎระเบียบ (Regulatory risk)** หมายถึง ความเสี่ยงที่เกิดความเสียหายจากการบังคับใช้กฎหมายหรือกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง ซึ่งเป็นผลกระทบจากปัจจัยภายนอกต่อการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจให้ต้องปฏิบัติตาม

4) **ความเสี่ยงจากภาระผูกพัน หรือ ภาระเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต (Contingent liabilities)** ประกอบด้วยภาระที่อาจจะเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการของรัฐวิสาหกิจที่เป็นไปตามนโยบายของรัฐบาล ซึ่งเรียกว่า การดำเนินกิจกรรมกึ่งการคลัง⁷ (Quasi fiscal activities: QFAs) โดยเป็นภาระที่อาจจะเกิดขึ้นจากการให้บริการสาธารณะของรัฐวิสาหกิจในราคาต่ำกว่าต้นทุน (Public Service Obligations: PSO) ซึ่งก่อให้เกิดภาระต่อรัฐวิสาหกิจ เป็นผลให้รัฐบาลต้องให้การอุดหนุนและช่วยเหลือ รวมทั้งภาระเสี่ยงอื่นๆ ซึ่งเป็นภาระเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น การค้ำประกันรายได้ขั้นต่ำของรัฐบาลให้แก่รัฐวิสาหกิจ (Revenue Guarantee) ภายใต้สัญญาการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชน (Public Private Partnership: PPP) ภาระเสี่ยงจากการค้ำประกันหนี้ของรัฐบาลให้แก่รัฐวิสาหกิจ การชดเชยผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ การชดเชยผลการขาดทุนของรัฐวิสาหกิจ และการฟ้องร้องคดีความทางกฎหมาย เป็นต้น

เมื่อเกิดความเสียหายขึ้น ความเสี่ยงและภาระทางการเงินของรัฐวิสาหกิจที่สูงเกินกว่าจะจัดการได้เอง ตัวอย่างเช่น รัฐวิสาหกิจไม่สามารถชำระหนี้ได้ตามกำหนด มีหนี้สินคงค้างในระดับสูงและเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง มีผลประกอบการขาดทุนจากการดำเนินงานตามนโยบายรัฐบาล หรือมีกฎหมายจัดตั้งที่กำหนดให้รัฐบาลต้องให้การสนับสนุนทางการเงินเมื่อมีเหตุการณ์สุดวิสัยบางอย่างเกิดขึ้น สิ่งเหล่านี้ล้วนทำให้เกิดกระบวนการส่งผ่านความเสี่ยงและภาระการเงินของรัฐวิสาหกิจดังกล่าวเป็นความเสี่ยงและภาระทางการเงินของรัฐบาล ซึ่งมีผลกระทบต่อสถานะทางการเงินคลังในเรื่องการจัดเก็บรายได้ของรัฐบาล การกำหนดวงเงินงบประมาณรายจ่าย ภาระหนี้ และสถานะหนี้คงค้าง

การประเมินความเสี่ยงด้วยแบบจำลองดังกล่าวจะใช้แบบจำลองที่อยู่ในรูปของตารางรายละเอียด (Template) ที่เรียกว่า “ตารางรายละเอียดสำหรับการประเมินความเสี่ยงทางการเงินคลัง (Fiscal Risk Assessment Template)” ซึ่งแสดงอยู่บนแผ่นตารางทำการ (Spread sheet)

⁷ กิจกรรมกึ่งการคลัง (Quasi fiscal activities: QFAs) เป็นการดำเนินนโยบายของรัฐบาลผ่านหน่วยงานอื่นที่มีใช้รัฐบาล เช่น ธนาคารกลาง สถาบันการเงินเฉพาะกิจ และรัฐวิสาหกิจที่ไม่ใช่สถาบันการเงิน

4.2.2 ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังในแบบจำลอง

แบบจำลองของ IMF ได้มีการกำหนดตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง (Key indicators of fiscal risks) ที่สำคัญ 3 ตัวชี้วัด คือ เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล หนี้สุทธิของรัฐบาล และความต้องการด้านเงินทุนรวม โดยมีรายละเอียดของดังนี้

1) **เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล (Net flows from the budget)** หมายถึง ผลต่างระหว่างรายรับเงินช่วยเหลือจากงบประมาณของรัฐบาลและรายจ่ายของรัฐบาลให้แก่รัฐบาล โดยรายรับเงินช่วยเหลือจากงบประมาณของรัฐบาลประกอบด้วยเงินอุดหนุน เงินโอน เงินเพิ่มทุน และภาระการชำระหนี้เงินกู้แทนรัฐบาลที่เกิดจากการค้ำประกันของรัฐบาล ส่วนรายจ่ายของรัฐบาลที่จ่ายให้แก่รัฐบาลประกอบด้วย รายจ่ายภาษีมูลค่าเพิ่ม ภาษีเงินได้นิติบุคคล เงินปันผล และรายจ่ายดอกเบี้ยเงินกู้

กรณีที่รัฐบาลมีผลประโยชน์การดี รัฐบาลก็นำส่งรายได้ให้แก่รัฐบาลมากกว่าที่จะขอรับเงินช่วยเหลือหรือเรียกว่า Net contribution of the SOE to the budget โดยทั่วไปรัฐบาลมีความต้องการความช่วยเหลือจากรัฐวิสาหกิจให้นำส่งรายได้ในจำนวนที่สูงขึ้น เมื่อรัฐบาลประสบกับปัญหาขาดสภาพคล่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงที่เศรษฐกิจชะลอตัวทำให้รัฐบาลมีปัญหาในการจัดเก็บรายได้ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย

ตัวชี้วัดนี้ใช้ในการประเมินผลกระทบโดยตรงต่อรายได้และการใช้จ่ายงบประมาณของรัฐบาล รวมทั้งใช้ในการวิเคราะห์อัตราส่วนเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาลต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP)

การเพิ่มขึ้นของความต้องการเงินรับสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาลจะส่งผลกระทบต่อทางลบต่อรายได้และงบประมาณของรัฐบาลอย่างมาก โดยเฉพาะในสถานการณ์ที่รัฐบาลมีข้อจำกัดทางด้านสภาพคล่องทางการเงิน หรือเมื่อรัฐบาลมีรายได้ไม่เพียงพอกับรายจ่าย

2) **หนี้สุทธิของรัฐบาล (Net debt)** หมายถึง หนี้ทั้งหมดของรัฐบาลหักด้วยทรัพย์สินหมุนเวียนทั้งหมดของรัฐบาล ตัวชี้วัดนี้ใช้ในการประเมินผลความสามารถในการชำระหนี้จากทรัพย์สินหมุนเวียนที่มีอยู่ ซึ่งจะมีผลกระทบโดยตรงต่อฐานะทางการเงินหรือสมดุล และผลการดำเนินงานของรัฐบาล

การเพิ่มขึ้นของหนี้สุทธิของรัฐบาลจะส่งผลกระทบต่อความต้องการด้านเงินทุนของรัฐบาลให้เพิ่มขึ้น ซึ่งมีผลทางลบต่อความสามารถในการจ่ายเงินของรัฐบาล และทำให้รัฐบาลไม่สามารถนำส่งรายได้ เงินภาษี เงินปันผล และดอกเบี้ยเงินกู้ ให้แก่รัฐบาลตามแผนที่กำหนดไว้ได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อรัฐบาลเผชิญกับปัญหาวิกฤตเกี่ยวกับหนี้ที่มีอยู่ในระดับสูงและเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง หรือมีการก่อหนี้ภายใต้การค้ำประกันของรัฐบาลในระดับสูง ซึ่งถือเป็นการเพิ่มความเสี่ยงกับรัฐบาลที่จะต้องให้การสนับสนุนทางการเงิน (Financial Support) ให้แก่รัฐบาล และมีความเป็นไปได้สูงที่จะส่งผลกระทบต่อรายได้และงบประมาณของรัฐบาลในอนาคต

3) ความต้องการด้านเงินทุนรวม⁸ (Gross financing needs) หมายถึง ความต้องการเงินทุนในการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ ซึ่งรวมถึงการจัดหาเงินทุนภายในประเทศ (Domestic Financing) และการกู้ยืมต่างประเทศสุทธิ (Net External Borrowing) ตัวชี้วัดนี้ใช้ในการวิเคราะห์สภาพคล่องและความเพียงพอของเงินทุนในการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ

โดยทั่วไปแล้ว ในกรณีที่รัฐวิสาหกิจมีรายได้จากการประกอบการไม่เพียงพอต่อการดำเนินงาน หรือมีปัจจัยเสี่ยงอื่นๆ ที่ส่งผลกระทบต่อฐานะทางการเงินของรัฐวิสาหกิจ ทำให้รัฐวิสาหกิจต้องการเงินทุนเพื่อเสริมสภาพคล่อง ซึ่งสามารถทำได้โดยวิธีการก่อหนี้ นอกจากนี้ รัฐวิสาหกิจยังสามารถจัดหาเงินทุนด้วยวิธีการอื่นๆ เช่น การขายทรัพย์สิน ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อรายได้และงบประมาณของรัฐบาลได้ในระยะยาว

เนื่องจากการพิจารณาตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการเงินข้างต้นนั้นอาศัยข้อมูลเฉพาะในส่วนที่รายงานอยู่ในงบการเงินของรัฐวิสาหกิจเท่านั้น ไม่ได้ครอบคลุมถึงความเสี่ยงอื่นๆ ที่อาจเกิดจากการดำเนินกิจกรรมนอกงบดุล (Off-balance sheet) ของรัฐวิสาหกิจ เช่น การเข้าร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชน (PPP) ซึ่งอาจจะก่อให้เกิดความเสี่ยงและภาระต่อรัฐวิสาหกิจ และรัฐบาลในอนาคตได้

ดังนั้น การประเมินความเสี่ยงทางการเงินอย่างครอบคลุมครบถ้วนจึงต้องวิเคราะห์ผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมนอกงบดุลของรัฐวิสาหกิจด้วย โดยกรณีที่ไม่สามารถประเมินมูลค่าเป็นตัวเลขได้ให้ใช้วิธีการประเมินความเสี่ยงเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) ในการวิเคราะห์ถึงปัจจัยเสี่ยง (Risk factor) และความเปราะบาง (Vulnerabilities) ต่างๆ ที่อาจมีผลกระทบต่อรัฐวิสาหกิจ

4.2.3 ขั้นตอนในการจัดทำแบบจำลอง

ขั้นตอนในการจัดทำแบบจำลองในการประเมินความเสี่ยงทางการเงินและการคลัง (Fiscal Risk Model) สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ขั้นตอนดังนี้

1) การรวบรวมข้อมูลจากรัฐวิสาหกิจ

การรวบรวมข้อมูลจากรัฐวิสาหกิจและเอกชนประกอบด้วย ข้อมูลงบการเงิน (Financial statement) ซึ่งได้แก่ งบดุลและงบดำเนินงาน งบกำไร-ขาดทุน แผนธุรกิจ แผนการปฏิบัติงาน ประมาณการผลการดำเนินงาน แผนการลงทุน แผนการก่อหนี้และบริหารหนี้ รวมทั้งข้อมูลการดำเนินธุรกรรมต่างๆ ระหว่างรัฐวิสาหกิจกับรัฐบาล และการดำเนินธุรกรรมระหว่างรัฐวิสาหกิจด้วยกัน รวมทั้งธุรกรรมที่เกิดจากการร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชน ทั้งนี้ ความจำเป็นในการรวบรวมข้อมูลเชิงลึกขึ้นอยู่กับปัจจัยความเสี่ยงและขนาดของความเสี่ยงที่สามารถรับรู้ได้

⁸ ตัวชี้วัดความต้องการด้านเงินทุนรวม นับรวมการก่อหนี้ใหม่เพื่อขยายระยะเวลาในการชำระหนี้เงินกู้เดิม (Roll-over) ทั้งนี้ หากไม่คำนึงถึงการก่อหนี้เพื่อ Roll-over ให้ใช้ความต้องการด้านเงินทุนสุทธิ (Net basis)

นอกจากนี้ หน่วยงานภาครัฐและเอกชนควรจัดเตรียมรายงานเกี่ยวกับการดำเนินกิจกรรมนอกงบดุล (Off-balance sheet) ซึ่งประกอบด้วยความเสี่ยงหรือภาระเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากทางด้านทรัพย์สินและหนี้สิน (Contingent asset and liabilities) เช่น สัญญาจัดซื้อจัดหา (Supply contract) ที่อาจก่อให้เกิดภาระทางการคลัง ทั้งในส่วนที่สามารถคำนวณเป็นตัวเลขได้และในส่วนที่ไม่สามารถคำนวณเป็นตัวเลขได้

2) การกำหนดสมมติฐานของแบบจำลอง

การกำหนดสมมติฐานของแบบจำลองควรพิจารณาปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญ ที่อาจมีผลกระทบต่อบประมาณและงบดุลของรัฐวิสาหกิจ ซึ่งในทางปฏิบัติของประเทศไทย ในการวางแผนงบประมาณแผ่นดินของรัฐบาล หน่วยงานราชการ 4 หน่วยงาน ได้แก่ สำนักงบประมาณ (สงป.) ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) กระทรวงการคลัง (กค.) และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้มีการประชุมพิจารณาเพื่อทบทวนสมมติฐาน ประมาณการรายได้ งบประมาณ และโครงสร้างงบประมาณ ตามแผนบริหารราชการแผ่นดิน เพื่อจัดทำข้อเสนอนโยบายงบประมาณต่อคณะรัฐมนตรี จึงสามารถนำสมมติฐานบางประการไปใช้ในแบบจำลองสำหรับการประเมินความเสี่ยงทางการคลังและภาระทางการคลังที่อาจเกิดขึ้นจากรัฐวิสาหกิจได้

อย่างไรก็ดี นอกจากการกำหนดสมมติฐานเกี่ยวกับตัวแปรทางด้านเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ เช่น GDP อัตราการขยายตัวของ GDP อัตราเงินเฟ้อ อัตราดอกเบี้ย อัตราแลกเปลี่ยนและราคาน้ำมัน จะต้องมีการกำหนดสมมติฐานเกี่ยวกับความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากตัวบริษัท (Company-specific factor) ซึ่งมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานและงบดุลของรัฐวิสาหกิจ เช่น ราคาขาย ยอดขาย และต้นทุนปัจจัยการผลิต เป็นต้น

3) การกำหนดสมมติฐานสำหรับการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง

ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios analysis) ของรัฐวิสาหกิจแต่ละแห่ง สามารถแบ่งการวิเคราะห์ออกตามสถานการณ์จำลองที่กำหนดนั้นคือ สถานการณ์ปกติ (Baseline scenarios) และสถานการณ์ทางเลือกอื่นๆ (Alternative scenarios) ซึ่งจำเป็นต้องมีการกำหนดความไว (Sensitivity) ของผลการดำเนินงานและงบดุลของรัฐวิสาหกิจต่อการเปลี่ยนแปลงในตัวแปรที่สำคัญต่างๆ ในแต่ละสถานการณ์จำลอง เพื่อสะท้อนให้เห็นถึงผลกระทบความผันผวนทางเศรษฐกิจ (Economic shock) การเปลี่ยนแปลงของสภาพแวดล้อมทางธุรกิจ และการเปลี่ยนแปลงด้านกฎระเบียบและกฎหมายต่อผลการดำเนินงานและงบดุลของรัฐวิสาหกิจที่แตกต่างกันไปในแต่ละสถานการณ์จำลอง

ทั้งนี้ ในทางปฏิบัติ รัฐวิสาหกิจของประเทศไทยจะต้องจัดทำและส่งแผนธุรกิจประจำปี (Annual business plan) ให้แก่สำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (สคร.) ซึ่งประกอบด้วยประมาณการผลการดำเนินงานระยะ 5 ปี ดังนั้น ข้อมูลผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจและข้อมูลความเสี่ยงจึงสามารถรวบรวมได้จากแผนธุรกิจประจำปีของรัฐวิสาหกิจ

4) การวิเคราะห์สถานการณ์จำลองและการทดสอบภาวะวิกฤต

การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress test) เป็นวิธีในการประเมินความเสี่ยงเชิงปริมาณ (Quantitative risk assessment) ซึ่งถือเป็นหัวใจสำคัญของแบบจำลองของ IMF ในการประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังอย่างครอบคลุมครบถ้วนจะต้องใช้ผลลัพธ์จากการประเมินทั้ง 2 วิธีดังกล่าวควบคู่กับการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) ในการวิเคราะห์ภาระผูกพัน หรือ ภาระเสี่ยงอื่นๆ ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อรัฐวิสาหกิจ แต่มีความยุ่งยากในการประเมินมูลค่าเป็นตัวเลข ทั้งนี้ การวิเคราะห์สถานการณ์จำลองและการทดสอบภาวะวิกฤตสามารถดำเนินการได้ในแบบจำลองการประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลัง ซึ่งอยู่ในรูปของตารางการบันทึกข้อมูล ตารางการคำนวณที่มีการใส่สูตรการคำนวณ รวมทั้งการเชื่อมโยงความสัมพันธ์ระหว่างตารางต่างๆ ในแต่ละแผนงาน

4.2.4 การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios analysis)

การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios analysis) ในแบบจำลองของ IMF เป็นการประเมินความเสี่ยงทางการคลังของรัฐวิสาหกิจในสภาพแวดล้อมต่างๆ ซึ่งเป็นการสร้างสถานการณ์ทางเลือกอื่นๆ (Alternative state) ที่นอกเหนือจากสถานการณ์ปกติ โดยกำหนดสมมติฐานทั้งที่เป็นตัวแปรภายในและปัจจัยภายนอกที่ไม่สามารถควบคุมได้ในแบบจำลอง

การวิเคราะห์สถานการณ์จำลองดังกล่าวจะใช้ในการประเมินความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับรัฐวิสาหกิจเมื่อสถานการณ์โดยรวม หรือตัวแปรต่างๆ เปลี่ยนแปลงไปจากภาวะปกติ โดยใช้วิธีการกำหนดสถานการณ์จำลองที่แตกต่างกันออกไปจำนวน 3 สถานการณ์ ดังนี้

1) สถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน (Baseline Scenario) หมายถึง สถานการณ์ที่เป็นพื้นฐาน หรือ ฐานเทียบเคียง สำหรับใช้เปรียบเทียบกับสถานการณ์ที่ไม่ปกติ

2) สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenario) หมายถึง สถานการณ์ที่พิจารณาการเคลื่อนไหวของตัวแปรต่างๆ ในแบบจำลองในทางบวกที่เป็นไปได้มากที่สุด

3) สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenario) หมายถึง สถานการณ์ที่พิจารณาการเคลื่อนไหวของตัวแปรต่างๆ ในแบบจำลองในทางลบที่เป็นไปได้มากที่สุด

สิ่งที่สำคัญที่สุดในการจำลองสถานการณ์คือ การจำลองสถานการณ์ทางเลือกต่างๆ จะต้องกำหนดสมมติฐานของตัวแปรสำหรับแต่ละสถานการณ์ให้สอดคล้องกัน⁹ หรือเป็นไปในทิศทางเดียวกัน และจะต้องกำหนดสมมติฐานที่ควรจะเป็น (Normative exercise) ของสถานการณ์ทางเลือกต่างๆ

⁹ กลุ่มสมมติฐานที่สอดคล้องกัน สามารถยกตัวอย่างได้ ดังนี้ กรณีที่ราคาน้ำมันมีการปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลกระทบต่อความสามารถในการทำกำไรของรัฐวิสาหกิจ ซึ่งนำไปสู่ต้นทุนทางการเงินที่สูงขึ้น และก่อให้เกิดความเสี่ยงที่จะต้อง Rollover หนี้

กล่าวคือ เป็นการพิจารณาการตอบสนองของรัฐบาล รัฐวิสาหกิจ รวมทั้งตัวแปรต่างๆ ต่อสถานการณ์ทางเลือกที่เปลี่ยนแปลงไปอย่างสมเหตุสมผล

ทั้งนี้ ผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลองจะนำมาใช้ในการประเมินความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้น และใช้ในการจัดเตรียมแนวทางในการบริหารความเสี่ยงทางการคลัง เพื่อบรรเทาผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นต่อไป

4.2.5 การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress test)

การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress test) ในแบบจำลองของ IMF เป็นการประมาณการที่ซับซ้อนมากขึ้น ซึ่งเป็นการทดสอบผลกระทบจากความผิดปกติ (Positive exercise) หรือการเปลี่ยนแปลงที่เฉพาะเจาะจง (Ad hoc change) ในตัวแปรใดตัวแปรหนึ่ง เช่น ภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนในอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ และอัตราเงินเฟ้อ เป็นต้น

การทดสอบภาวะวิกฤตมาตรฐาน (Standard stress tests) เป็นการทดสอบภาวะวิกฤต หรือภาวะที่ไม่ปกติ (Stress events) ซึ่งหมายถึง สถานการณ์ที่เกิดขึ้นอย่างกะทันหัน หรือไม่คาดณั้มาก่อนล่วงหน้า และสร้างผลลบต่อฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน หรือ ความสามารถในการแข่งขันเชิงธุรกิจของรัฐวิสาหกิจ การทดสอบภาวะวิกฤตใช้ในการประเมินความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับรัฐวิสาหกิจ เมื่อมีภาวะวิกฤตในตัวแปรทางด้านเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ เช่น GDP อัตราการขยายตัวของ GDP อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ อัตราเงินเฟ้อ อัตราดอกเบี้ย ราคาน้ำมัน รวมทั้งปัจจัยเสี่ยงอื่นๆ ที่อาจจะมีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ

ทั้งนี้ วิธีการกำหนดภาวะวิกฤตในตัวแปรต่างๆ ครั้งละ 1 ตัวแปร จะกำหนดตัวแปรหลักที่มีการเปลี่ยนแปลงในภาวะวิกฤต จากนั้นใช้การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรในการกำหนดผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงในตัวแปรหลักที่มีต่อตัวแปรอื่นๆ ทั้งตัวแปรภายในและตัวแปรภายนอกแบบจำลอง ซึ่งมีความสัมพันธ์กับตัวแปรหลักนั้น ส่วนตัวแปรอื่นๆ ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับตัวแปรหลัก กำหนดให้อยู่ภายใต้การคาดการณ์ในสถานการณ์ปกติ

การกำหนดภาวะวิกฤตกับตัวแปรในแบบจำลองทำได้โดยการสร้างเมตริกซ์สถานการณ์ความแปรปรวนร่วมที่แสดงการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรหลัก 1 ตัวแปร พร้อมกับการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรอื่นๆ ที่มีความสัมพันธ์กับตัวแปรหลักและได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงในตัวแปรหลัก โดยที่ตัวแปรอื่นๆ ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับตัวแปรหลักและไม่ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรหลักอยู่ในภาวะปกติ หรือเรียกว่า “การสร้างสถานการณ์ความแปรปรวนร่วมระหว่างตัวแปร (Covariance Matrix Scenario)”

4.3 การประเมินความเสี่ยงทางการคลังในแบบจำลองของ IMF

การประเมินความเสี่ยงทางการคลัง (Measuring Fiscal Risk) ในแบบจำลองของ IMF สามารถแบ่งการประเมินความเสี่ยงและประมาณการภาระทางการคลังออกตามประเภทของข้อมูลความเสี่ยงได้ 2 ประเภท คือ ข้อมูลความเสี่ยงที่ปรากฏในงบดุล และข้อมูลความเสี่ยงที่อยู่นอกงบดุล (Off-Balance sheet) โดยมีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

4.3.1 ข้อมูลความเสี่ยงที่ปรากฏอยู่ในงบดุล

การประเมินความเสี่ยงและการประมาณการภาระทางการคลังด้วยแบบจำลองของ IMF ในส่วนนี้เป็นการวิเคราะห์และประมาณการข้อมูลความเสี่ยงที่ปรากฏอยู่ในงบการเงินของรัฐวิสาหกิจ ภายใต้สมมติฐานที่กำหนดขึ้น 4 ด้าน ดังนี้

1) สมมติฐานด้านเศรษฐกิจมหภาค เป็นสมมติฐานเกี่ยวกับตัวแปรทางค่ายเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ ได้แก่ GDP อัตราการขยายตัวของ GDP อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของสหรัฐอเมริกา อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ภายในประเทศ อัตราดอกเบี้ยโลบอร์ (LIBOR) ราคาเชื้อเพลิง และอัตราแลกเปลี่ยนอ้างอิง (บาทต่อดอลลาร์ สรอ.)

2) สมมติฐานด้านการผลิตและจำหน่ายสินค้าและบริการ เป็นสมมติฐานเกี่ยวกับอัตราการขยายตัวทางด้านการผลิตและการจำหน่ายสินค้าและบริการของรัฐวิสาหกิจ ซึ่งมักมีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางเดียวกับกับอัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ

3) สมมติฐานด้านการก่อหนี้ ประกอบด้วยสมมติฐานที่เกี่ยวกับสัดส่วนการก่อหนี้ในประเทศและต่างประเทศ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ และสมมติฐานเกี่ยวกับสัดส่วนการชำระหนี้ต่อปี

4) สมมติฐานด้านการแทรกแซงของรัฐบาล เป็นสมมติฐานที่เกี่ยวข้องกับการแทรกแซงทางด้านราคาหรือปริมาณสินค้าและบริการ รวมทั้งการแทรกแซงทางด้านอื่นๆ ที่มีผลกระทบต่อการดำเนินธุรกรรมของรัฐวิสาหกิจ

ทั้งนี้ ข้อมูลความเสี่ยงที่ปรากฏอยู่ในงบการเงินของรัฐวิสาหกิจประกอบด้วยข้อมูลการดำเนินธุรกรรมต่างๆ ของรัฐวิสาหกิจที่แสดงอยู่ในงบดุล และงบกำไร-ขาดทุน ข้อมูลหนี้ ธุรกรรมที่เกี่ยวข้องกับรัฐวิสาหกิจอื่น และธุรกรรมที่เกิดขึ้นระหว่างรัฐวิสาหกิจกับรัฐบาล นอกจากนี้ แบบจำลองของ IMF ได้ทำการเชื่อมโยงข้อมูลฐานะการเงินจากงบการเงินของรัฐวิสาหกิจข้างต้นให้อยู่ในรูปของบัญชีมาตรฐานตามระบบสถิติ Government Finance Statistics (GFS) ปี ค.ศ. 2001 เพื่อใช้รายงานผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณการให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล

วิธีการประเมินความเสี่ยงในส่วนนี้จะใช้การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative Assessment) โดยใช้สูตรการคำนวณในงบการเงินทั่วไป และใช้การกำหนดกลุ่มสมมติฐานที่แตกต่างกันเพื่อการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress test) ในการสร้างสถานการณ์จำลองจะต้องกำหนดกลุ่มสมมติฐานที่แตกต่างกันตามสถานการณ์จำลองที่

กำหนด ขณะที่การทดสอบภาวะวิกฤตจะต้องกำหนดกลุ่มสมมติฐานในกรณีที่มีภาวะวิกฤตในตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญตัวแปรใดตัวแปรหนึ่ง ครั้งละ 1 ตัวแปร โดยสามารถกำหนดให้มีการทดสอบภาวะวิกฤตกับตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคได้มากกว่า 1 ตัวแปร

ผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณการข้อมูลความเสี่ยงดังกล่าวไปในระยะ 3-5 ปีข้างหน้าจะนำมาใช้ในการคำนวณตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง (Key Indicators of fiscal risks) ทั้ง 3 ตัวชี้วัด คือ เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล (Net flows from the budget) หนี้สุทธิของรัฐบาล (Net debt) และความต้องการด้านเงินทุนรวม (Gross financing needs) ซึ่งจะใช้ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress test) ต่อไป

4.3.2 ข้อมูลความเสี่ยงที่ยอยู่นอกงบดุล (Off-Balance sheet)

การประเมินความเสี่ยงและการประมาณการภาระทางการคลังในส่วนนี้เป็นการวิเคราะห์และประมาณการข้อมูลความเสี่ยงจากการดำเนินกิจกรรมนอกงบดุล (Off balance risks) กิจกรรมกึ่งการคลัง (Quasi fiscal activities: QFAs) ของรัฐวิสาหกิจ รวมทั้งภาระเสี่ยงอื่นๆ ซึ่งสร้างผลกระทบในลักษณะจะเกิดขึ้นหรืออาจจะเกิดขึ้นในอนาคต (Contingent nature) เช่น การค้ำประกันรายได้ขั้นต่ำของรัฐบาลให้แก่รัฐวิสาหกิจ (Revenue Guarantee) ภายใต้สัญญาการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน (Public Private Partnership: PPP) ภาระผูกพันจากการค้ำประกันหนี้ของรัฐบาลให้แก่รัฐวิสาหกิจ การชดเชยผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ การชดเชยผลการขาดทุนของรัฐวิสาหกิจ และการฟ้องร้องคดีความทางกฎหมาย เป็นต้น

วิธีการประเมินความเสี่ยงในส่วนนี้แบ่งออกเป็น 2 วิธี ดังนี้

1) การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative risk assessment) จะใช้ในกรณีที่มีข้อมูลเชิงตัวเลข และสมมติฐานที่เพียงพอในการประมาณการ

2) การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) จะใช้ในกรณีที่มีข้อมูลเชิงตัวเลขไม่ครบถ้วนหรือไม่เพียงพอ มีสมมติฐานไม่เพียงพอสำหรับการประมาณการ หรือข้อมูลความเสี่ยงนั้นไม่สามารถคำนวณเป็นตัวเลขได้ โดยการประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีนี้จะใช้การคาดการณ์จากความรู้และประสบการณ์ส่วนบุคคลของผู้เชี่ยวชาญ หรือ การระดมความคิดของทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง เพื่อจัดหมวดหมู่หรือลำดับของความเสี่ยงดังกล่าวว่าโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยงนั้นอยู่ในระดับใด ระดับสูง ระดับกลาง หรือระดับต่ำ รวมทั้งใช้การจัดจำแนกความเสี่ยงเชิงพรรณนาและพิจารณาว่าสามารถจัดการความเสี่ยงดังกล่าวได้มากน้อยเพียงใด

4.4 การประเมินความเสี่ยงทางการคลังจากโครงการ IPP

การประเมินความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดขึ้นจากโครงการ IPP ในที่นี้เป็นการประเมินความเสี่ยงทางการคลังตามแนวคิดกรอบความเสี่ยงทางการคลังของภาครัฐที่จำแนกภาระทางการคลังออกตาม

ความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการ โดยมีได้รวมถึงความเสี่ยงที่เกิดขึ้นระหว่างขั้นตอนการคัดเลือก IPP ความเสี่ยงทางเทคนิคการผลิตของ IPP ความเสี่ยงที่เกิดจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมที่ผิดพลาด และความเสี่ยงจากปัจจัยภายนอกอื่นๆ ที่ไม่ครอบคลุมอยู่ในแบบจำลองของ IMF และไม่สามารถคำนวณผลกระทบเป็นตัวเลขได้อย่างชัดเจน ทั้งนี้ สามารถสรุปรายละเอียดในการประเมินความเสี่ยงทางการคลังจากโครงการ IPP ตามแนวคิดกรอบความเสี่ยงทางการคลังของภาครัฐได้ 5 ส่วน ดังนี้

4.4.1 ภาระค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP ของ กฟผ. ที่มีลักษณะเป็นการประกันรายได้ของการผลิตไฟฟ้าให้แก่

ในการประกันรายได้ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ซึ่งจะได้รับค่าซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามสูตรที่ระบุไว้ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แบ่งออกการประมาณการออกเป็น 2 ส่วน (Two part tariff) ดังนี้

1) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. ต้องจ่ายหากโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการผลิตตามคำสั่งเดินเครื่อง ครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ในส่วนของเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายดำเนินการ และค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า ภาระหนี้สิน และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น

ค่าซื้อไฟฟ้าในส่วนของค่าความพร้อมจ่าย (AP) จะขึ้นอยู่กับตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ 3 ตัวแปร ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (FX) และดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไปของประเทศไทย และดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไปของประเทศสหรัฐอเมริกา ทั้งนี้ รายละเอียดของสูตรการคำนวณค่า AP จะระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ซึ่งสูตรของแต่ละโครงการจะมีความแตกต่างกันเล็กน้อย

สูตรการคำนวณค่า AP

$$AP = f(FX, CPI^{TH}, CPI^{US}, \dots)$$

โดยที่

FX = อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Foreign Exchange Rate)

CPI^{TH} = ดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไปของประเทศไทย

CPI^{US} = ดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไปของประเทศสหรัฐอเมริกา

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายตามปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้า ครอบคลุมค่าใช้จ่ายแปรผันที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ. เช่น ค่าเชื้อเพลิง ค่าขนส่ง และค่าใช้จ่ายแปรผันอื่นๆ ที่เกิดจากการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า

ราคาซื้อไฟฟ้าในส่วนของค่าพลังไฟฟ้า (EP) จะขึ้นอยู่กับค่าเชื้อเพลิงเป็นสำคัญ รายละเอียดของสูตรจะระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยการจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น ในส่วนของค่า AP กฟผ. จะจ่ายตามอัตราที่ระบุไว้ในสัญญา ขณะที่ค่า EP นั้นเป็นการจ่ายตามจริง

สูตรการคำนวณค่า EP

$$EP = f(\text{ค่าเชื้อเพลิง, ...})$$

โดยที่ประเภทของเชื้อเพลิงหลักที่บริษัท IPP ใช้ในการผลิตไฟฟ้าประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน

ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง กฟผ. จะมีสัญญาซื้อเชื้อเพลิงจาก ปตท. ซึ่งกำหนด Minimum Take Quantity เป็นข้อผูกพันในการซื้อเชื้อเพลิง เพื่อให้บริษัทผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ใช้ถ่านหิน จะให้ผู้ผลิตดำเนินการจัดซื้อเชื้อเพลิงล่วงหน้า เพื่อให้มั่นใจว่าผู้ผลิตมีเชื้อเพลิงดำเนินการได้ตลอดอายุสัญญา

ทั้งนี้ ในการกำหนดค่ารับซื้อไฟฟ้านั้น IPP กำหนดให้โครงสร้างรายรับจากค่าซื้อไฟฟ้า สอดคล้องกับโครงสร้างเงินลงทุน และค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง โดยโครงสร้างค่ารับซื้อครอบคลุมการชำระคืนเงินต้น อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ผลตอบแทนผู้ถือหุ้น และค่าใช้จ่ายคงที่ ซึ่งปัจจัยที่มีผลทำให้โครงสร้างค่ารับซื้อ มีลักษณะแตกต่างกันคือ ช่วงระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ที่แตกต่างกัน ส่งผลให้โครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้ามีลักษณะที่ต่างกัน โดยสามารถแบ่งออกเป็น 3 ลักษณะดังนี้

1) โครงสร้างแบบ **Front-end** ค่าไฟฟ้าจะมีราคาสูงในช่วงปีแรกๆ ของสัญญาและจะค่อยๆ ลดลงในระยะต่อมา เนื่องจากช่วงระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้อยู่ในช่วงปีแรกๆ ของโครงการ ทั้งนี้ ถ้าหากในปีนั้นๆ มีโรงไฟฟ้าเข้าใหม่พร้อมๆ กัน จะส่งผลทำให้ค่าซื้อไฟฟ้าโดยรวมในปีนั้นๆ สูงขึ้น อย่างไรก็ตามถ้าปริมาณการรับซื้อเมื่อเปรียบเทียบกับกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งระบบไม่สูงมาก ค่ารับซื้อไฟฟ้าในภาพรวมจะไม่สูงขึ้นมากนัก

2) โครงสร้างแบบ **Mid-end** ค่าไฟฟ้าจะมีราคาสูงที่สุดในช่วงกลางของสัญญา เนื่องจากช่วงระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้เท่ากับอายุของโครงการ ค่ารับซื้อไฟฟ้าจะคงที่ตลอดอายุสัญญา ทำให้ค่าซื้อไฟฟ้าเท่ากันทุกปี

3) โครงสร้างแบบ **Back-end** ค่าไฟฟ้าจะมีราคาสูงในช่วงปลายๆ ของสัญญา เนื่องจากช่วงระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้อยู่ในช่วงปีหลังๆ ของโครงการ ส่งผลให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าในปีแรกๆ จะต่ำ เนื่องจากยังไม่มีภาระคืนเงินกู้และดอกเบี้ย โดยค่าซื้อไฟฟ้าในช่วงปีหลังๆ จะสูงขึ้นจากการที่ต้องมีการชำระคืนเงินกู้และดอกเบี้ย

4.4.2 ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสี่ยงทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP ตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA)

การประเมินความเสี่ยงจากสาเหตุต่างๆ และเหตุสุดวิสัย ซึ่งระบุไว้ในสัญญา PPA จะใช้การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative risk assessment) หากข้อมูลเชิงตัวเลขมีเพียงพอในการวิเคราะห์ ร่วมวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) หากไม่มีข้อมูลเชิงตัวเลข ทั้งนี้ เหตุสุดวิสัยดังกล่าวอาจอยู่ภายใต้การคาดการณ์เอาไว้ล่วงหน้าแล้ว หรือ มีการกำหนดขอบเขตของความเสียหายที่สามารถยอมรับได้และส่วนที่เกินขอบเขตที่กำหนด ซึ่งจะได้รับการชดเชย จึงอาจคำนวณเป็นตัวเลขได้ แต่อย่างไรก็ดี เหตุสุดวิสัยบางอย่างที่ระบุอยู่ในสัญญาอาจไม่สามารถคำนวณเป็นตัวเลขได้ จึงอาจต้องใช้การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) ควบคู่กัน โดยจัดลำดับของความเสี่ยงดังกล่าวว่า โอกาสที่จะเกิดความเสี่ยงนั้นอยู่ในระดับสูง ระดับกลาง หรือระดับต่ำ รวมทั้งใช้การจัดจำแนกความเสี่ยงเชิงพรรณนาและพิจารณาว่าสามารถจัดการความเสี่ยงดังกล่าวได้มากน้อยเพียงใด

4.4.3 ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสี่ยงทางการเงินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP จากสาเหตุต่างๆ ซึ่งไม่ได้ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA)

การประเมินความเสี่ยงจากเหตุสุดวิสัย ซึ่งไม่ได้ระบุไว้ในสัญญา PPA จะใช้การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) เนื่องจากเหตุสุดวิสัยที่เกิดขึ้นอย่างฉับพลัน หรือไม่สามารถเตรียมการป้องกันได้นั้นไม่สามารถคำนวณเป็นตัวเลขได้ จึงต้องใช้วิธีการระบุความเสี่ยงและความเสียหายที่อาจเกิดขึ้น หากมีเหตุสุดวิสัยดังกล่าวเกิดขึ้น พร้อมทั้งจัดลำดับของความเสี่ยงดังกล่าวว่าโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยงนั้นอยู่ในระดับสูง ระดับกลาง หรือระดับต่ำ รวมทั้งใช้การจัดจำแนกความเสี่ยงเชิงพรรณนาและพิจารณาว่าสามารถจัดการความเสี่ยงดังกล่าวได้มากน้อยเพียงใด

4.4.4 ภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าในส่วนของค่า Ft ซึ่งไม่สามารถปรับขึ้นตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และไม่สามารถส่งผ่านมายังราคาขายไฟฟ้าได้ทั้งหมด

เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายในการลดภาระค่าครองชีพของประชาชนจึงได้ชะลอการปรับขึ้นค่าไฟฟ้า โดยเฉพาะในช่วงที่ต้นทุนการผลิตอยู่ในระดับสูง และจะไม่ปรับค่าไฟฟ้าในช่วงที่ต้นทุนการผลิตปรับลดลง เพื่อเป็นการชดเชยและเกลี้ยค่าไฟฟ้าในช่วงที่ต้นทุนการผลิตแตกต่างกัน แต่ไม่ได้กำหนดชัดเจนว่าชะลอการปรับต้นทุนในแต่ละส่วนเป็นจำนวนเท่าไร และกำหนดชะลอการปรับต้นทุนไว้ในช่วงใดบ้าง ภาระต้นทุนในส่วนที่ไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงทั้งหมดจะแสดงอยู่ในรูปของการกำหนดในรูปของราคาขายไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากประชาชน ซึ่งไม่ได้ปรับตามต้นทุนที่แท้จริงที่เปลี่ยนแปลงไปในแต่ละช่วงเวลาที่มีการชะลอการปรับขึ้นค่าไฟฟ้า

ดังนั้น ภาระของ กฟผ. ในส่วนนี้ไม่สามารถระบุได้ว่า กฟผ. ต้องแบกภาระต้นทุนส่วนใดไว้เท่าใด และไม่สามารถระบุได้ว่าสามารถส่งผ่านต้นทุนส่วนใดให้แก่ประชาชนและภาคธุรกิจผู้ใช้ไฟฟ้าได้ หรือ ไม่สามารถระบุได้ว่าต้นทุนที่ กฟผ. ต้องรับไว้เองเป็นต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า ต้นทุนค่าผลิตไฟฟ้า หรือ ต้นทุนค่าส่งไฟฟ้าเป็นจำนวนเท่าใด การประเมินความเสี่ยงในส่วนนี้จึงจะใช้การประเมินความเสี่ยงทั้งด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative risk assessment) และเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) ควบคู่กัน โดยศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลส่วนต่างของค่า F_t ที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงและค่า F_t ที่เรียกเก็บได้

4.4.5 ภาระของรัฐบาลจากการค้ำประกันเงินกู้ให้แก่ กฟผ.

การประเมินภาระทางการคลังในการค้ำประกันเงินกู้ให้แก่ กฟผ. นั้น ไม่ใช่เงินกู้เพื่อลงทุนในโครงการ IPP เนื่องจากภาระเงินกู้ในโครงการ IPP จะสะท้อนอยู่ในต้นทุนการผลิตในการซื้อไฟฟ้าจากบริษัทผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ ซึ่งส่งผ่านมายังราคาขายไฟฟ้าให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า แต่เมื่อราคาขายไฟฟ้าไม่สามารถปรับให้สะท้อนต้นทุนได้ในทันที กฟผ. ต้องแบกภาระต้นทุนบางส่วนไว้ อาจทำให้ กฟผ. ขาดเงินทุนหมุนเวียนและขาดสภาพคล่องในการดำเนินธุรกิจ และอาจต้องกู้เงินเพื่อเสริมสภาพคล่อง

ทั้งนี้ การประเมินความเสี่ยงในส่วนนี้จะใช้การประเมินความเสี่ยงด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) โดยใช้การคาดการณ์จากความรู้และประสบการณ์ส่วนบุคคลของผู้เชี่ยวชาญ หรือ การระดมความคิดของทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้อง เพื่อกำหนดกรอบวงเงินกู้ที่เป็นไปได้มากที่สุดโดยเปรียบเทียบกับข้อมูลในอดีตอย่างสมเหตุสมผล รวมทั้งพิจารณาว่าสามารถจัดการความเสี่ยงดังกล่าวได้มากน้อยเพียงใด

บทที่ 5

ผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูล

ในบทที่ 5 นี้จะสรุปผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลความเสี่ยงและการประเมินภาระทางการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (Independent Power Producer: IPP) โดยใช้แนวคิดกรอบความเสี่ยงทางการคลังของภาครัฐ ซึ่งจำแนกความเสี่ยงและภาระทางการคลังตามแหล่งที่มาของความเสี่ยงและภาระทางการคลังที่อาจเกิดขึ้นกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และรัฐบาล โดยสามารถแบ่งแหล่งที่มาของความเสี่ยงและภาระทางการคลังออกเป็น 4 ส่วน

1. ภาระของ กฟผ. จากการดำเนินโครงการ IPP ประกอบด้วย ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่มีลักษณะเป็นการประกันราคาของการผลิตไฟฟ้าให้กับ IPP และผลกระทบจากการดำเนินโครงการ รับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อสถานะทางการเงินของ กฟผ.

นอกจากนั้น การวิเคราะห์ในส่วนนี้ยังพิจารณาถึงตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal risk indicator) ตามแบบจำลองของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) โดยใช้การวิเคราะห์งบการเงินของ กฟผ. ด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative Analysis) 2 รูปแบบคือ การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) ทั้งนี้ รายละเอียดของผลการศึกษาและวิเคราะห์จะแสดงอยู่ในหัวข้อที่ 5.1 ในหัวข้อย่อยที่ 5.1.1 5.1.2 และ 5.1.3 ตามลำดับ

2. ภาระต้นทุนค่ารับซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. ต้องแบกรับไว้ เนื่องจากต้นทุนค่ารับซื้อไฟฟ้างดกล่าวไม่สะท้อนอยู่ในราคาขายทั้งหมด การวิเคราะห์ข้อมูลในส่วนนี้จะใช้วิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative Analysis) ทั้งนี้ รายละเอียดของผลการวิเคราะห์จะแสดงอยู่ในหัวข้อที่ 5.2 ในหัวข้อย่อยที่ 5.2.1

3. ความเสี่ยงจากเหตุสุดวิสัยต่าง ๆ ทั้งที่ระบุอยู่ในสัญญา PPA และที่ไม่ระบุอยู่ในสัญญา PPA ซึ่งส่งผลกระทบต่อ กฟผ. และรัฐบาล การวิเคราะห์ข้อมูลในส่วนนี้จะใช้วิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative Analysis) จากการศึกษาและวิเคราะห์สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Power Purchase Agreement : PPA) ระหว่าง กฟผ. และ IPP โดยรายละเอียดของผลการวิเคราะห์จะแสดงอยู่ในหัวข้อที่ 5.2 ในหัวข้อย่อยที่ 5.2.2 และ 5.2.3

4. ความเสี่ยงทางการคลังของรัฐบาลจากการค้ำประกันเงินกู้ให้ กฟผ. เพื่อใช้ในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative Analysis) โดยรายละเอียดของผลการวิเคราะห์จะแสดงอยู่ในหัวข้อที่ 5.2 ในหัวข้อย่อยที่ 5.2.4

ทั้งนี้ ผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลใน 4 หัวข้อข้างต้นจะสรุปให้อยู่ในรูปของกรอบภาระทางการคลังของภาครัฐอยู่ในหัวข้อที่ 5.3 โดยนักวิจัยขอสรุปสาระสำคัญของผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลในบทที่ 5 ดังนี้

5.1 ผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative Analysis) ด้วยการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test)

การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีเชิงปริมาณ (Quantitative Analysis) ในหัวข้อนี้จะใช้การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับข้อมูลเชิงตัวเลข 3 ส่วน ได้แก่

- 1) ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ของ กฟผ. ประกอบด้วย ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)
- 2) ข้อมูลสถานะทางการเงินของ กฟผ. ซึ่งได้รับผลกระทบจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ประกอบด้วย รายได้ ค่าใช้จ่าย กำไรสุทธิ หรือเงินสดเพื่อลงทุนต่อ (Retain earning) และหนี้คงค้างของ กฟผ.
- 3) ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Indicators) ตามแบบจำลองในการประเมินความเสี่ยงทางการคลังและภาระทางการคลัง (Fiscal Risk Model) ของ IMF ซึ่งประกอบด้วย ตัวชี้วัด 3 ตัว ได้แก่ เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล (Net flows from the budget) หนี้สุทธิ (Net debt) และความต้องการด้านเงินทุนรวม (Gross financing needs)

ทั้งนี้ คณะนักวิจัยได้จัดทำกลุ่มของสมมติฐานของตัวแปรต่าง ๆ เพื่อจัดทำการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) โดยแบ่งเป็น 4 กลุ่ม ดังนี้

- 1) กลุ่มสมมติฐานของตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่ส่งผลกระทบต่อฐานะทางการเงินหรือผลการดำเนินงานของ กฟผ. ประกอบด้วยตัวแปรทางเศรษฐกิจ ได้แก่ อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจ อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยและสหรัฐฯ อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์ สรอ.) อัตราดอกเบี้ยโลบอร์ (London Interbank Offered Rate : LIBOR) และอัตราเงินเฟ้อทั่วไปเฉลี่ยของโลก
- 2) กลุ่มสมมติฐานที่ใช้ในการประมาณการรายได้และค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงานของ กฟผ. ได้แก่ สมมติฐานอัตราการเจริญเติบโตของประมาณการความต้องการไฟฟ้า สมมติฐานของอัตราการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามแหล่งผลิตไฟฟ้า¹⁰ และสัดส่วนรายได้จากการขายไฟฟ้าต่อต้นทุนขายไฟฟ้า
- 3) กลุ่มสมมติฐานเกี่ยวกับการก่อหนี้และการชำระหนี้ของ กฟผ. ได้แก่ สมมติฐานของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ สัดส่วนหนี้ระยะยาวต่อหนี้รวม สัดส่วนหนี้ต่างประเทศต่อหนี้รวม และอัตราการชำระคืนหนี้
- 4) กลุ่มสมมติฐานของราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ IPP ประกอบด้วยสมมติฐานของราคาก๊าซ (บาทต่อล้านบีทียู) ซึ่งกำหนดให้มีความสัมพันธ์กับราคาน้ำมันและอัตราแลกเปลี่ยน และราคาก๊าซ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อตัน) ซึ่งกำหนดให้ขึ้นอยู่กับค่าเงินบาทและค่าเงินดอลลาร์เป็นหลัก

¹⁰ แหล่งผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย การผลิตของ กฟผ. การผลิตไฟฟ้าโดยประเทศเพื่อนบ้าน การผลิตไฟฟ้าของบริษัทเอกชน

ทั้งนี้ ตัวแปรต่างๆ ในกลุ่มของสมมติฐานข้างต้นจะแตกต่างกันตามสถานการณ์จำลองและภาวะวิกฤตที่นักวิจัยได้กำหนดขึ้น

สำหรับกลุ่มสมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) เป็นสมมติฐานของกลุ่มตัวแปรที่มีความสัมพันธ์กับสถานการณ์จำลองที่กำหนดในทิศทางที่สอดคล้องกันในการศึกษานักวิจัยแบ่งสถานการณ์จำลองเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

1) สมมติฐานสำหรับสถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน (Baseline Scenarios) เป็นสมมติฐานของตัวแปรต่าง ๆ ที่อยู่ภายใต้การคาดการณ์สถานการณ์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตอย่างดีที่สุด (Best Guess Estimate)

2) สมมติฐานสำหรับสถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenarios) เป็นสมมติฐานของตัวแปรต่าง ๆ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีฐานในทิศทางที่เป็นผลบวก หรือสถานการณ์โดยรวมที่ส่งผลกระทบเชิงบวกกับฐานะการเงินของ กฟผ. และการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP

3) สมมติฐานสำหรับสถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenarios) เป็นสมมติฐานของตัวแปรต่าง ๆ ที่เปลี่ยนแปลงไปจากกรณีฐานในทิศทางที่เป็นผลลบ หรือสถานการณ์โดยรวมที่ส่งผลกระทบเชิงลบกับฐานะทางการเงินของ กฟผ. และการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP

ส่วนกลุ่มสมมติฐานที่ใช้ในทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) เป็นสมมติฐานที่มีตัวแปรหลัก 1 ตัว ที่เปลี่ยนแปลงไปในทิศทางที่ผิดปกติอย่างรุนแรง หรือเกิดภาวะวิกฤตกับตัวแปรนั้น โดยตัวแปรอื่น ๆ ที่มีความสัมพันธ์กับตัวแปรหลักที่มีภาวะวิกฤตนั้นจะเปลี่ยนแปลงไปตามตัวแปรนั้นมากขึ้นขึ้นอยู่กับความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรแต่ละตัว ในการศึกษานักวิจัยได้แบ่งภาวะวิกฤตเป็น 2 กลุ่ม คือ

1) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน (Exchange rate shock) หมายถึง สถานการณ์ที่อัตราแลกเปลี่ยนอ่อนค่าอย่างรุนแรง และตัวแปรอื่น ๆ ที่มีความสัมพันธ์กับอัตราแลกเปลี่ยนมีการเปลี่ยนแปลง ที่สอดคล้องกับการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนนั้น (แปรปรวนร่วมกับอัตราแลกเปลี่ยน) โดยอัตราแลกเปลี่ยนเป็นตัวแปรหลัก ตัวแปรอื่น ๆ ที่มีความสัมพันธ์กับอัตราแลกเปลี่ยนจะเปลี่ยนแปลงตามการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนนั้น ส่วนตัวแปรอื่นๆ ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับอัตราแลกเปลี่ยนกำหนดให้เท่ากับกรณีฐาน

2) สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย ซึ่งหมายถึงสถานการณ์ที่อัตราเงินเฟ้อทั่วไปปรับตัวสูงขึ้นอย่างมาก และตัวแปรอื่น ๆ ที่มีความสัมพันธ์กับอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยมีการเปลี่ยนแปลงที่สอดคล้องกับการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยนั้น (แปรปรวนร่วมกับการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย) โดยอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยเป็นตัวแปรหลัก ตัวแปรอื่น ๆ ที่มีความสัมพันธ์กับอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยจะเปลี่ยนแปลงตามการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยนั้น ส่วนตัวแปรอื่นๆ ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับอัตราเงินเฟ้อทั่วไปกำหนดให้เท่ากับกรณีฐาน

สำหรับรายละเอียดของกลุ่มสมมติฐานข้างต้นที่ใช้การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงตัวเลขทั้ง 3 ส่วนคือ ประเมินการนำเข้าไฟฟ้าจาก IPP ข้อมูลสถานะทางการเงินของ กฟผ. และ ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง (Fiscal Risk Indicators) ตามแบบจำลองของ IMF จะขอลำดับถึงรายละเอียดในหัวข้อย่อยที่ 5.1.1 หัวข้อย่อยที่ 5.1.2 และหัวข้อย่อย 5.1.3 ในส่วนต่อไป ทั้งนี้ ผลการศึกษาและผลการวิเคราะห์มีสาระสำคัญ ดังนี้

5.1.1 ประเมินการนำเข้าไฟฟ้าจาก IPP

การประเมินการนำเข้าไฟฟ้าของ กฟผ. จากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ในการศึกษาเป็นการประมาณการนำเข้าไฟฟ้าในระยะปานกลางระหว่างช่วงปี 2552-2557 กับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) จำนวน 10 ราย โดยรายชื่อของ IPP ปรากฏในตารางที่ 5.1 ดังนี้

ตารางที่ 5.1 บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่

ชื่อโรงไฟฟ้า	ชื่อย่อ	ชนิด	เชื้อเพลิง	ขนาด (เมกะวัตต์) ¹	ปีที่เริ่ม จ่ายไฟฟ้า
โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว					
1. บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	IPT	CCGT	NG/Diesel	700	2543
2. บริษัท ไตร เอนเนอจี จำกัด	TECO	CCGT	NG/Diesel	700	2543
3. บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด	GLOW	CCGT	NG/Diesel	2 x 356.5	2546
4. บริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ จำกัด	EPEC	CCGT	NG/Diesel	350	2546
5. บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	BLCP	Thermal	Coal	2 x 673.25	2549
6. บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด	GPG	CCGT	NG/Diesel	2 x 734	2550
7. บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด	RPC	CCGT	NG/Diesel	2 x 700	2551
รวม 7 แห่ง				6,676	
โรงไฟฟ้ารอบใหม่ที่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ²					
1. บริษัท เก็กโก-วัน จำกัด	GHECO ONE	Thermal	Coal	660	2554
2. บริษัท สยาม เอ็นเนอร์จี จำกัด	SEC	CCGT	NG/Diesel	2 x 800	2556
3. บริษัท เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น ชัพพลาย จำกัด	PGS	CCGT	NG/Diesel	2 x 800	2557
รวม 3 แห่ง				3,860	
รวม 10 แห่ง				10,536	

หมายเหตุ : 1. “2 x “ หมายถึง จำนวนชุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามี 2 ชุด (Unit)

2. จำนวน IPP ณ เดือนสิงหาคม 2552 ไม่นับรวม บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ชัพพลาย จำกัด (NPS) ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาข้อตกลงเงื่อนไขสัญญา

CCGT = โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Gas Turbine)

Thermal = โรงไฟฟ้าพลังความร้อน

Coal = เชื้อเพลิงประเภทถ่านหิน

NG/Diesel = เชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติ และดีเซล

การประมาณการในหัวข้อ 5.1.1 นี้ใช้การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity) ของค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้ง 10 แห่งต่อการเปลี่ยนแปลงหรือความผันผวนในตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ เช่น อัตราแลกเปลี่ยน (Foreign exchange rate) และอัตราเงินเฟ้อทั่วไป (Headline inflation rate) ของไทย และสหรัฐฯ เป็นต้น รวมถึงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เช่น ราคาถ่านหิน และราคา ถ่านหิน เป็นต้น

ส่วนขอบเขตการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity) ในหัวข้อนี้ นักวิจัยจำแนกแนวทางวิเคราะห์ออกเป็น 2 ส่วนหลัก ๆ คือ การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

- 1) ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่เปลี่ยนแปลงไปตามสถานการณ์จำลองที่แตกต่างกัน 3 สถานการณ์ (Scenarios) ได้แก่ สถานการณ์ปกติ สถานการณ์ดีที่สุด และสถานการณ์แย่ที่สุด
- 2) ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่เปลี่ยนไปตามภาวะวิกฤต (Stress Event) ที่เกิดขึ้นจากความผันผวนของตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ 2 ตัว ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

การศึกษาวิเคราะห์ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในช่วงปี 2552 – 2557 จำแนกการศึกษาวิเคราะห์ออกตามอัตราค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อจาก IPP 2 ส่วน ดังนี้

1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) ที่กำหนดจากต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของเอกชน ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Costs) ทั้งหมด เช่น ค่าใช้จ่ายในการลงทุนซื้อที่ดิน ค่าก่อสร้าง ค่าเครื่องจักร ค่าบำรุงรักษา ค่าอะไหล่ ค่าประกันภัย ภาระการชำระคืนเงินกู้และดอกเบี้ย รวมถึงผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น

ค่า AP เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. ต้องจ่าย หากโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าตามคำสั่งเดินเครื่อง แม้ว่า กฟผ. จะไม่มีการสั่งเดินเครื่องก็ตาม ดังนั้น ค่า AP จะขึ้นอยู่กับตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ ซึ่งส่งผลกระทบต่อต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายคงที่ต่าง ๆ ข้างต้น และไม่ขึ้นอยู่กับคำสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

ทั้งนี้ ค่า AP มีองค์ประกอบหลัก 3 ส่วนคือ

1.1) วงเงินสูงสุดที่โรงไฟฟ้าจะได้รับ หรือค่าความพร้อมเต็มของโรงไฟฟ้า (Full AP) ซึ่งขึ้นอยู่กับองค์ประกอบย่อยที่สำคัญ 2 ส่วนคือ ค่า AP1 และ AP2

- ค่า AP1 ครอบคลุมค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการลงทุน ภาระหนี้เงินกู้ ค่าประกันภัย และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น โดยส่วนใหญ่ขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยนเป็นหลัก

- ค่า AP2 ครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed Operation & Maintenance Payment) โดยส่วนใหญ่ขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อทั้งของไทยและสหรัฐฯ เป็นหลัก

1.2) เงินส่วนลดจากความพร้อมที่ลดลงของโรงไฟฟ้า และเงินส่วนลดอื่นๆ เกี่ยวกับการตั้งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

1.3) ค่าความพร้อมจ่ายเพิ่ม ในกรณีที่โรงไฟฟ้ามีความพร้อมสูงกว่าคุณลักษณะที่ระบุไว้ในสัญญา และกฟผ. มีความต้องการเพิ่ม เช่น ในกรณีที่เกิดเหตุสุ่ววิสัยต่างๆ

การศึกษานี้คณะนักวิจัยได้กำหนดให้ค่าความพร้อมจ่าย (AP) ขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงหรือความผันผวนของตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ 3 ตัวเป็นหลัก ดังนี้

- (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (บาท ต่อ ดอลลาร์ สหรัฐ.)
- (2) อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย
- (3) อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของสหรัฐ

ส่วนตัวแปรอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น ค่าใช้จ่ายคงที่ต่าง ๆ คณะนักวิจัยกำหนดให้เป็นตามสถานการณ์ปกติและคงที่ตลอดการประมาณการ

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) กำหนดตามปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายแปรผัน (Variable Cost) ที่เกิดจากการผลิต เช่น ค่าเชื้อเพลิง (Fuel cost) ค่าขนส่ง และค่าใช้จ่ายแปรผันอื่น ๆ ที่เกิดจากการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า ดังนั้น ค่า EP จะขึ้นอยู่กับค่าเชื้อเพลิง และตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ ซึ่งส่งผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายแปรผันอื่นๆ ข้างต้น รวมทั้งค่าตั้งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.

ทั้งนี้ ค่า EP มีองค์ประกอบหลัก 2 ส่วนคือ

1) รายจ่ายเชื้อเพลิง (Fuel Payment) ซึ่งขึ้นอยู่กับราคาเชื้อเพลิงที่ IPP ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและอัตราการตั้งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. เป็นหลัก

2) ค่าใช้จ่ายแปรผันในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Variable Operation & Maintenance Payment: VOM Payment) ซึ่งขึ้นอยู่กับอัตราเงินเฟ้อของไทยเป็นหลัก

ในการศึกษานี้คณะนักวิจัยได้กำหนดให้ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ขึ้นอยู่กับค่าเชื้อเพลิง 2 ประเภท เป็นหลัก ได้แก่ ราคาก๊าซ และราคาถ่านหิน และขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงหรือความผันผวนของตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ 3 ตัวเช่นเดียวกับค่า AP ดังนี้

- (1) อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (บาท ต่อ ดอลลาร์ สหรัฐ.)
- (2) อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย
- (3) อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของสหรัฐ

ส่วนอัตราการตั้งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งมีอิทธิพลต่อค่า EP ในทิศทางที่แปรผันตามกัน นั่นคือ หาก กฟผ. มีคำสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ามาก และโรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามคำสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้านั้น ค่า EP จะปรับตัวสูงขึ้นด้วย นักวิจัยกำหนดให้เป็นไปตามสถานการณ์ปกติและเท่ากันทุกกรณี

เพื่อทำความเข้าใจกับผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงเฉพาะในตัวแปรทางด้านเศรษฐกิจมหภาค นักวิจัยได้กำหนดให้ตัวแปรทางด้านเทคนิคอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่า EP เช่น อัตราการใช้เชื้อเพลิง (Heat Rate) ค่าบริการส่งก๊าซ (Commodity and Demand charge) และค่าขนส่งอื่นๆ เป็นไปตามสถานการณ์ปกติและไม่เปลี่ยนแปลงตลอดการประมาณการ

สำหรับกลุ่มสมมติฐานของตัวแปรที่ใช้ในการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP หรือตัวแปรต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP แบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ

1) สมมติฐานตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (บาทต่อ USD, เฉลี่ยทั้งปี) อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย (ร้อยละ, เฉลี่ยทั้งปี) และอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของสหรัฐฯ (ร้อยละ, เฉลี่ยทั้งปี)

2) สมมติฐานของราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของ IPP ได้แก่ ราคาก๊าซ (บาทต่อล้านบีทียู) และราคาก๊าซหุงต้ม (ดอลลาร์ สรอ. ต่อตัน)

ทั้งนี้ รายละเอียดของสมมติฐานปรากฏในตารางที่ 5.2 ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.2 สมมติฐานของสถานการณ์จำลอง และภาวะวิกฤตในการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552 - 2557

สมมติฐานสถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis)	สถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน (Baseline)						สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenario)						สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenario)					
	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2552	2553	2554	2555	2556	2557
สมมติฐานตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ																		
อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อ USD, เฉลี่ยทั้งปี)	36.2	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	36.2	36.5	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	39.0	40.0	40.0	40.0	40.0
อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย (ร้อยละ, เฉลี่ยทั้งปี)	-0.50	2.00	2.50	3.00	3.00	3.00	-1.00	1.50	2.00	2.50	2.50	2.50	0.00	2.50	3.00	3.50	3.50	-0.50
อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของสหรัฐฯ (ร้อยละ, เฉลี่ยทั้งปี)	-1.4	1.6	2.1	2.3	2.3	2.3	-0.8	2.2	1.8	2.0	2.0	2.0	-1.9	1.1	3.3	3.6	3.6	-1.4
สมมติฐานราคาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ IPP																		
ราคาน้ำมัน (APSP, USD ต่อ บาร์เรล)	60.50	74.50	83.86	83.32	88.19	90.80	60.50	74.50	80.46	82.07	82.89	83.72	67.92	84.90	93.39	102.73	113.00	124.30
ราคาก๊าซ (Gas Price, บาท ต่อ ล้านบีทียู)	208.8	226.8	232.5	232.2	234.9	236.3	208.8	219.8	225.8	226.7	227.1	227.6	216.0	236.2	245.7	250.7	255.7	260.8
ราคาก๊าซหุงต้ม (USD ต่อ ตัน)	74.3	73.5	75.0	76.5	78.0	79.6	70.8	67.3	68.6	70.0	71.4	72.8	88.5	101.8	106.9	112.2	117.9	123.8

สมมติฐานการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test)	ความผันผวนจากการอ่อนค่าของ อัตราแลกเปลี่ยน						ความผันผวนจากการปรับตัวสูงขึ้นของ อัตราเงินเฟ้อทั่วไป					
	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2552	2553	2554	2555	2556	2557
สมมติฐานตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ												
อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อ USD, เฉลี่ยทั้งปี)	47.1	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	37.1	38.6	39.3	39.6	39.6	39.6
อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย (ร้อยละ, เฉลี่ยทั้งปี)	0.40	2.90	3.40	3.90	3.90	3.90	0.50	3.00	3.50	4.00	4.00	4.00
อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของสหรัฐฯ (ร้อยละ, เฉลี่ยทั้งปี)	-1.4	1.6	2.1	2.3	2.3	2.3	-1.8	1.8	3.7	4.2	4.2	4.2
สมมติฐานราคาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของ IPP												
ราคาน้ำมัน (APSP, USD ต่อ บาร์เรล)	60.50	74.50	83.86	83.32	88.19	90.80	72.77	90.97	101.88	114.11	125.52	138.07
ราคาก๊าซ (Gas Price, บาท ต่อ ล้านบีทียู)	263.6	286.2	293.4	293.0	296.5	298.2	217.1	237.9	243.7	249.5	255.5	261.6
ราคาก๊าซหุงต้ม (USD ต่อ ตัน)	74.3	73.5	75.0	76.5	78.0	79.6	74.3	73.5	75.0	76.5	78.0	79.6

ที่มา : กำหนดโดยนักวิจัย

หมายเหตุ : APSP = Average Petroleum Spot Price

ทั้งนี้ นักวิจัยได้รับความอนุเคราะห์จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้างดกล่าว โดยผลลัพธ์จากการประมาณการ ผลการศึกษาและผลการวิเคราะห์ มี ดังนี้

(1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP)

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่า AP ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ ปรากฏในตารางที่ 5.3 ดังนี้

ตารางที่ 5.3 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ

หน่วย : ล้านบาท

ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย	รวม
กรณีฐาน	33,889	34,195	34,006	37,136	41,356	43,406	37,331	223,988
สถานการณ์ดีที่สุด	33,890	33,185	33,347	36,450	40,593	42,602	36,678	220,067
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	1	-1,011	-659	-685	-763	-804	-653	-3,921
สถานการณ์แย่ที่สุด	34,446	34,868	35,337	38,950	45,109	49,143	39,642	237,854
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	558	673	1,331	1,814	3,753	5,738	2,311	13,866

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) ในประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ในช่วงปี 2552 - 2557 ได้ข้อสรุปว่า

กรณีฐาน (Baseline Scenarios) ค่า AP มีมูลค่าสูงขึ้นจาก 3.3 หมื่นล้านบาทในปี 2552 เป็น 4.3 หมื่นล้านบาทในปี 2557 การปรับตัวสูงขึ้นของค่า AP ดังกล่าว เกิดจากผลของ IPP รอบใหม่ที่ลงนามสัญญาในปี 2551 จำนวน 3 แห่ง ได้แก่ บริษัท เก็คโค-วัน จำกัด (GHECO ONE) บริษัท สยามเอ็นเนอร์จี จำกัด (SEC) และบริษัท เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น ซัพพลาย จำกัด (PGS) ซึ่งเริ่มจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2554 – 2557 ทำให้ กฟผ. มีภาระค่า AP สูงขึ้นทุกปี เนื่องจากโครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าของ IPP เป็นแบบ Front-end ซึ่งค่ารับซื้อไฟฟ้าจะสูงในช่วงปีแรก ๆ เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างเงินลงทุนและระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ IPP

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาค่า AP ตลอดช่วงปี 2552-2557 พบว่า ค่า AP ในภาพรวมตลอดช่วงปี 2552 – 2557 คิดเป็นมูลค่าประมาณ 2.23 แสนล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 3.7 หมื่นล้านบาท)

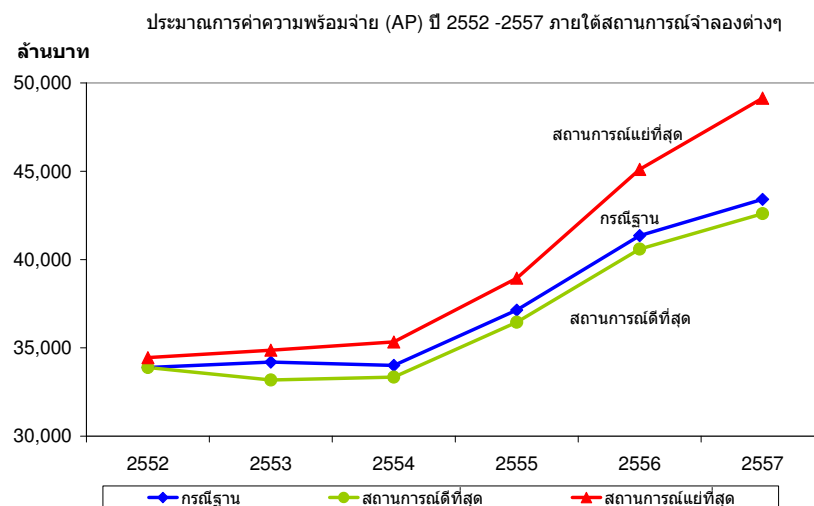
สำหรับ**สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenario)** ค่า AP ในช่วงปี 2552-2557 ต่ำกว่ากรณีฐาน เฉลี่ยปีละ 653 ล้านบาทโดยมีค่า AP ในภาพรวมตลอดช่วงปี 2552-2557 เท่ากับ 2.20 แสนล้านบาท หรือ ต่ำกว่ากรณีฐานประมาณ 4 พันล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 3.6 หมื่นล้านบาท) สะท้อนให้เห็นว่า “การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนในทิศทางที่แข็งค่ามากขึ้น รวมทั้งการปรับตัวของอัตราเงินเฟ้อของ ไทยและสหรัฐ ฯ ในทิศทางที่ต่ำลงจากกรณีฐาน ส่งผลให้องค์ประกอบที่สำคัญของค่า AP ลดลง นั่นคือ

ค่า AP1 ที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการลงทุน ภาระหนี้เงินกู้ ค่าประกันภัย และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น ซึ่งค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ใน AP1 ซึ่งส่วนใหญ่จะแปรผันตามอัตราแลกเปลี่ยน หากอัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่ามากขึ้นจะส่งผลทำให้ค่าใช้จ่ายในส่วนที่ขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยน เมื่อคำนวณให้อยู่ในมูลค่าเงินบาทแล้วมีมูลค่าลดลง ดังนั้น ค่า AP1 จึงปรับตัวลดลงตามอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่ามากขึ้นในสถานการณ์ที่ดีที่สุดนี้ ส่วนค่า AP2 ที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed Operation & Maintenance Payment) ซึ่งส่วนใหญ่จะขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อของไทยและสหรัฐ ฯ เป็นหลัก ดังนั้น ค่า AP2 ปรับตัวลดลงตามอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่ามากกว่ากรณีฐาน และอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่ต่ำกว่ากรณีฐานในสถานการณ์ที่ดีที่สุดนี้เช่นกัน”

สำหรับ สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenarios) ค่า AP จะสูงกว่ากรณีฐานเฉลี่ยประมาณปีละ 2,311 ล้านบาท โดยมีค่า AP ในภาพรวมปี 2552-2557 เท่ากับ 2.37 ล้านบาท หรือสูงกว่ากรณีฐาน 13,866 ล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 3.8 หมื่นล้านบาท) สะท้อนให้เห็นว่า “การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนในทิศทางที่อ่อนค่ามากขึ้น และการปรับตัวของอัตราเงินเฟ้อของไทยและสหรัฐ ฯ ในทิศทางที่สูงกว่ากรณีฐาน ส่งผลให้องค์ประกอบที่สำคัญของค่า AP สูงขึ้น นั่นคือค่า AP1 และค่า AP2 จะปรับตัวสูงขึ้นตามการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่สูงกว่ากรณีฐาน”

ทั้งนี้ ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) กับค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) สามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.1

แผนภาพที่ 5.1 ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่า AP ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ ปรากฏในตารางที่ 5.4

ดังนี้

ตารางที่ 5.4 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ

หน่วย : ล้านบาท

ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย	รวม
กรณีฐาน	33,889	34,195	34,006	37,136	41,356	43,406	37,331	223,988
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	41,473	41,923	41,625	44,943	49,851	52,170	45,331	271,986
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	7,584	7,728	7,619	7,807	8,495	8,764	8,000	47,998
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	34,521	34,629	34,873	38,291	42,684	44,856	38,309	229,853
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	632	433	867	1,156	1,328	1,450	978	5,866

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) ในการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ในช่วงปี 2552 -2557 ในการศึกษาแบ่งออกเป็น 2 ส่วน

ส่วนแรกคือ การทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน (Exchange rate shock) ที่อ่อนค่าจากกรณีฐานร้อยละ 30¹¹ กับประมาณการค่า AP พบว่า ค่า AP มีค่าสูงกว่ากรณีฐานประมาณปีละ 7.5 – 8.7 พันล้านบาท โดยมีค่า AP ในภาพรวมระหว่างปี 2552 – 2557 เท่ากับ 2.71 แสนล้านบาท หรือ สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 4.7 หมื่นล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 4.5 หมื่นล้านบาท) สะท้อนให้เห็นว่า “ภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่ามากกว่ากรณีฐานร้อยละ 30 ส่งผลให้องค์ประกอบที่สำคัญของค่า AP ที่แปรผันตามการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนปรับตัวสูงขึ้นกล่าวคือ ค่า AP1 และค่า AP2 ปรับตัวสูงขึ้นตามการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน นอกจากนี้ การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนส่งผลทางอ้อมต่อค่า AP ที่สูงขึ้นผ่านทางการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยด้วย โดยอัตราเงินเฟ้อของไทยที่ปรับตัวสูงขึ้นนั้นเป็นการส่งผ่านทางด้านราคาสินค้านำเข้าที่สูงขึ้น”

ส่วนที่สองคือ การทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย (Inflation rate shock) จากกรณีฐานร้อยละ 1¹² พบว่า ค่า AP มีค่าสูงกว่ากรณีฐานเฉลี่ยประมาณปีละ 978 ล้านบาท โดยมีค่า AP ในภาพรวมเท่ากับ 2.29 แสนล้านบาท หรือ สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 5,866 ล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 3.8 หมื่นล้านบาท) สะท้อนให้เห็นว่า “ภาวะวิกฤตที่เกิดจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยส่งผลให้ค่า AP สูงกว่ากรณีฐานไม่มากนักเมื่อเปรียบเทียบกับภาวะวิกฤตที่เกิดจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน สะท้อนให้เห็นว่าค่า AP มี

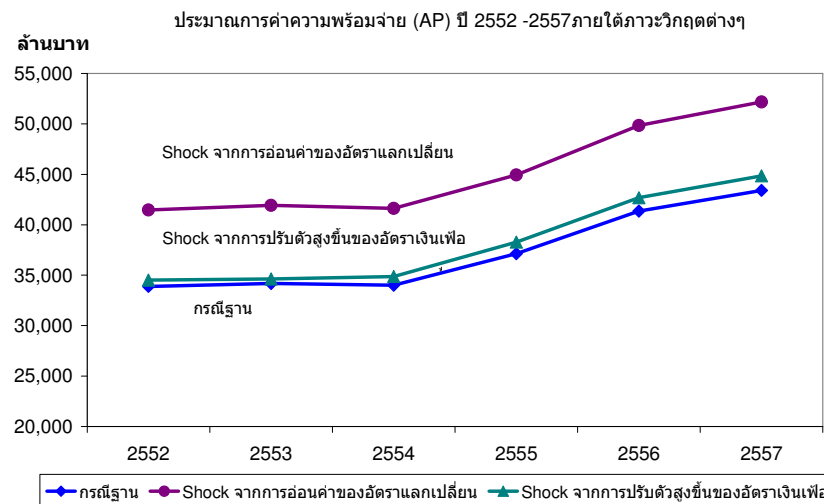
¹¹ จากข้อมูลย้อนหลัง 15 ปี (2538-2552) อัตราแลกเปลี่ยนอ้างอิง (บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ) อ่อนค่าเฉลี่ยสูงสุดในปี 2541 (มกราคม-ธันวาคม 2541) เท่ากับร้อยละ 38.65

¹² จากการทดสอบทางเศรษฐมิติ ในช่วงที่ราคาน้ำมันสูงขึ้นประมาณ 10 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยจะสูงขึ้นประมาณร้อยละ 0.3

ความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงในภาวะวิกฤตของอัตราแลกเปลี่ยนอย่างมาก หรือความผันผวนในอัตราแลกเปลี่ยนมีน้ำหนักต่อค่า AP มากกว่าความผันผวนในอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย”

ทั้งนี้ ผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) สามารถแสดงอยู่ในรูปภาพได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.2

แผนภาพที่ 5.2 ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

หากพิจารณาค่า AP ในระยะยาวจนครบอายุสัญญาของโครงการตั้งแต่ปีปัจจุบันคือ ปี 2552 – 2582 ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองพบว่า กรณีฐานค่า AP มีมูลค่าประมาณ 8.22 แสนล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 2.6 หมื่นล้านบาท) ในสถานการณ์ที่ดีที่สุดค่า AP มีมูลค่า 8.02 แสนล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 2.5 หมื่นล้านบาท) ต่ำลงจากกรณีฐานประมาณ 1.9 หมื่นล้านบาท (ต่ำลงจากกรณีฐานร้อยละ 2.4) ส่วนในสถานการณ์แย่ที่สุดค่า AP จะมีมูลค่า 9.59 ล้านล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 3.0 หมื่นล้านบาท) สูงขึ้นจากกรณีฐานประมาณ 1.37 แสนล้านบาท (สูงขึ้นจากกรณีฐานร้อยละ 16.8)

ส่วนผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า กรณีภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยน ค่า AP มีมูลค่า 9.84 แสนล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 3.1 หมื่นล้านบาท) สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 1.62 แสนล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานร้อยละ 19.8 ขณะที่กรณีภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ค่า AP มีมูลค่า 8.64 แสนล้านบาท (ค่า AP เฉลี่ยปีละ 2.7 หมื่นล้านบาท) สูงขึ้นจากกรณีฐานประมาณ 4.2 หมื่นล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานร้อยละ 5.1 รายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

หน่วย : ล้านบาท

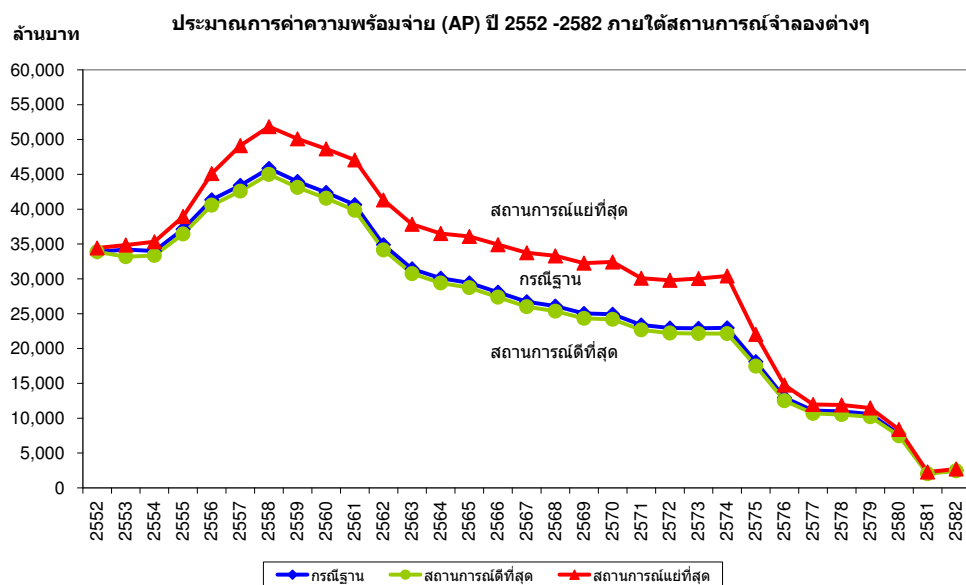
ค่าความพร้อมจ่าย (AP)	ค่า AP เฉลี่ยต่อปี	ค่า AP รวมตลอดอายุสัญญา 2552 - 2582
การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง		
กรณีฐาน	26,516	822,009
สถานการณ์ที่ดีที่สุด	25,890	802,592
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-626	-19,417
สถานการณ์แย่มากที่สุด	30,964	959,875
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	4,447	137,866
การทดสอบภาวะวิกฤต		
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	31,761	984,576
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	5,244	162,567
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	27,879	864,246
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	1,362	42,237

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

สำหรับแนวโน้มของค่าความพร้อมจ่าย (AP) อายุสัญญาของโครงการตั้งแต่ปี 2552 – 2582 ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง และการทดสอบภาวะวิกฤตสามารถแสดงอยู่ในรูปภาพได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.3 และ 5.4 ตามลำดับ

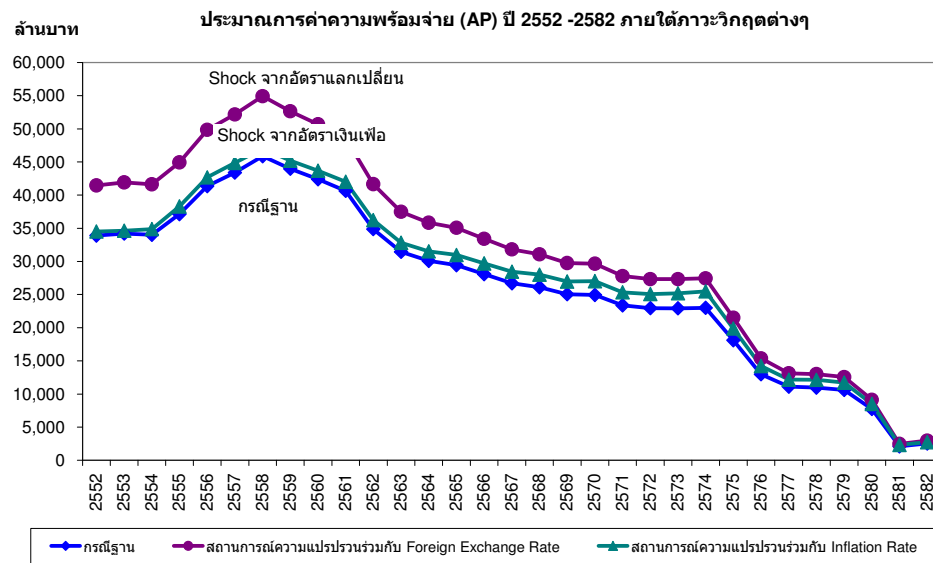
แผนภาพที่ 5.3 ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2582 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

แผนภาพที่ 5.4 ประมาณการค่าความพร้อมจ่าย (AP) ปี 2552-2582 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

แผนภาพที่ 5.3 และ 5.4 แสดงให้เห็นว่าค่า AP ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีโครงสร้างค่ารับซื้อสูงขึ้นในช่วงปีแรก ๆ ซึ่งเป็นผลของ IPP จำนวน 3 แห่งจากรอบที่ 2 เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในช่วงปี 2554 – 2557 (รวมรอบแรก 7 แห่ง เป็น 10 แห่ง) ตามโครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งมีค่ารับซื้อไฟฟ้าจะสูงในช่วงปีแรก ๆ โครงสร้างเงินลงทุนและระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ IPP และหลังจากปี 2558 ค่า AP มีแนวโน้มลดลงเรื่อยๆ เมื่อภาระหนี้เงินกู้ของ IPP ลดน้อยลง ประกอบกับผลของ IPP จำนวน 7 แห่ง ที่ทยอยหมดอายุสัญญาในช่วงปี 2563 – 2576

(2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่า EP ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ ปรากฏในตารางที่ 5.6 ดังนี้

ตารางที่ 5.6 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ

หน่วย : ล้านบาท

ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย	รวม
กรณีฐาน	72,488	78,181	80,686	87,462	99,553	114,126	88,749	532,496
สถานการณ์ดีที่สุด	72,088	76,110	78,458	85,002	96,162	109,837	86,276	517,657
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-400	-2,071	-2,228	-2,460	-3,391	-4,289	-2,473	-14,839
สถานการณ์แย่ที่สุด	74,144	80,967	85,095	99,458	113,685	132,244	97,599	585,593
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	1,657	2,786	4,409	11,996	14,132	18,118	8,849	53,097

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) ในประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ในช่วงปี 2552-2557 ได้ข้อสรุป ดังนี้

กรณีฐาน (Baseline Scenarios) ค่า EP มีมูลค่าสูงขึ้นจาก 7.2 หมื่นล้านบาท ในปี 2552 เป็น 1.14 แสนล้านบาทในปี 2557 การปรับตัวสูงขึ้นของค่า EP ดังกล่าวเกิดจากผลของการเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ IPP รอบใหม่เช่นเดียวกับเหตุผลในกรณีค่า AP เมื่อพิจารณาค่า EP ในภาพรวมตลอดช่วง 6 ปีพบว่า ค่า EP ในภาพรวมคิดเป็นมูลค่าประมาณ 5.32 แสนล้านบาท (ค่า EP เฉลี่ยปีละ 8.8 หมื่นล้านบาท)

สำหรับสถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenario) ค่า EP ต่ำกว่ากรณีฐานเฉลี่ยประมาณปีละ 2,473 ล้านบาท โดยมีค่า EP ในภาพรวมตลอดช่วงปี 2552-2557 เท่ากับ 5.17 แสนล้านบาท หรือ ต่ำกว่ากรณีฐานประมาณ 1.4 หมื่นล้านบาท สะท้อนให้เห็นว่า “การเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซ และ ราคาลำโพงหิน รวมทั้งอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยและสหรัฐฯ ในสถานการณ์ดีที่สุดที่ต่ำกว่ากรณีฐานส่งผลให้ค่า EP ต่ำกว่ากรณีฐาน เนื่องจากส่วนประกอบที่สำคัญของค่า EP ลดลง นั่นคือ รายจ่ายเชื้อเพลิงที่ลดลงตามราคาก๊าซและราคาลำโพงหิน และค่าใช้จ่ายแปรผันในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (VOM Payment) ที่ลดลงตามอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย”

อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าราคาเชื้อเพลิงและอัตราเงินเฟ้อทั่วไปในสถานการณ์ที่ดีที่สุดนี้จะต่ำกว่ากรณีฐาน แต่ในทางปฏิบัติแล้ว ค่า EP สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามคำสั่งเดินผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ด้วย กล่าวคือ ในสถานการณ์ที่ดีที่สุด ซึ่งหมายถึง สถานการณ์โดยรวมที่ส่งผลบวกกับสถานะทางการเงินโดยรวมของ กฟผ. คือ ภาวะเศรษฐกิจที่มีการขยายตัวสูงกว่ากรณีฐาน ส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ ซึ่งแปรผันตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจเพิ่มขึ้นด้วย

ดังนั้น กฟผ. อาจมีคำสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าสูงกว่าในกรณีฐาน และทำให้ค่า EP มีมูลค่าสูงขึ้นได้ แต่ในการศึกษานี้กำหนดให้รายละเอียดของการสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในทุกสถานการณ์เท่ากับกรณีฐาน เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ผลทางด้านราคาเชื้อเพลิงและอัตราเงินเฟ้อทั่วไปเท่านั้น

สำหรับสถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenario) พบว่า ค่า EP สูงกว่ากรณีฐานประมาณเฉลี่ยปีละ 8,849 ล้านบาท โดยมีค่า EP ในภาพรวมตลอดช่วงปี 2552-2557 เท่ากับ 5.85 แสนล้านบาท หรือสูงกว่ากรณีฐานประมาณ 5.3 หมื่นล้านบาท สะท้อนให้เห็นว่า “การเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซ และ ราคาลำโพงหิน และอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยและสหรัฐฯ ในสถานการณ์แย่ที่สุดที่สูงกว่ากรณีฐานส่งผลให้ค่า EP สูงกว่ากรณีฐาน เนื่องจากส่วนประกอบที่สำคัญของค่า EP สูงขึ้น นั่นคือ รายจ่ายเชื้อเพลิงที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาก๊าซและราคาลำโพงหินที่สูงขึ้นจากกรณีฐาน และค่าใช้จ่ายแปรผันในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (VOM Payment) ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยที่สูงขึ้นจากกรณีฐาน”

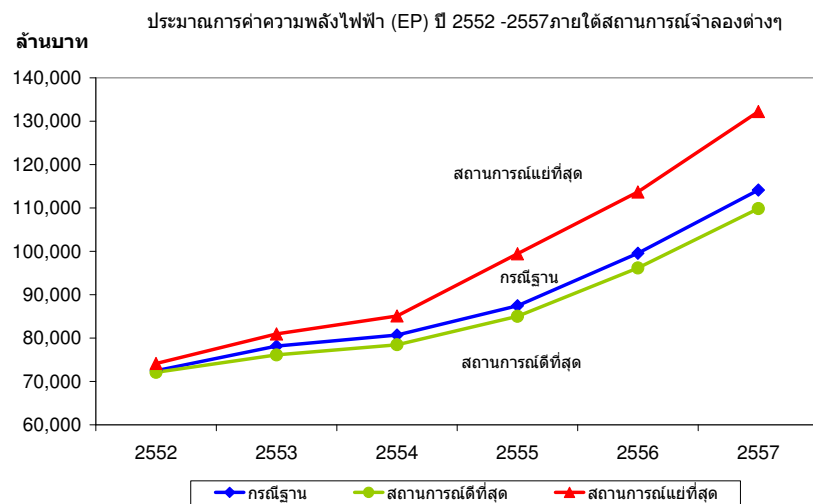
อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าราคาเชื้อเพลิงและอัตราเงินเฟ้อทั่วไปในสถานการณ์ที่แย่ที่สุดนี้จะสูงกว่ากรณีฐาน แต่ในทางปฏิบัติแล้ว ค่า EP สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามคำสั่งเดินผลิตไฟฟ้าของ

กฟผ. ด้วย เช่นเดียวกับในสถานการณ์ที่ต่ำที่สุด กล่าวคือ ในสถานการณ์ที่แย่ที่สุด ซึ่งหมายถึง สถานการณ์โดยรวมที่ส่งผลลบกับสถานะทางการเงินโดยรวมของ กฟผ. คือ ภาวะเศรษฐกิจที่มีการขยายตัวต่ำกว่ากรณีฐาน ส่งผลให้ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ ซึ่งแปรผันตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจลดลง

ดังนั้น กฟผ. อาจมีค่าส่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าในกรณีฐาน และทำให้ค่า EP มีมูลค่าลดลงได้ แต่ในการศึกษานี้กำหนดให้ร้อยละของการส่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในทุกสถานการณ์เท่ากับกรณีฐาน เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ผลทางด้านราคาเชื้อเพลิงและอัตราเงินเฟ้อทั่วไปเท่านั้น

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) กับค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) สามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.5

แผนภาพที่ 5.5 ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และนักวิจัย

จัดทำโดย : นักวิจัย

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ ปรากฏในตารางที่ 5.7 ดังนี้

ตารางที่ 5.7 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ

หน่วย : ล้านบาท

ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย	รวม
กรณีฐาน	72,488	78,181	80,686	87,462	99,553	114,126	88,749	532,496
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	88,144	97,076	100,277	109,037	124,273	142,666	110,246	661,473
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	15,657	18,895	19,591	21,575	24,719	28,539	21,496	128,977
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	74,461	81,420	84,008	92,868	106,903	124,469	94,021	564,128
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	1,973	3,238	3,322	5,405	7,350	10,342	5,272	31,632

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ในช่วงปี 2552 -2557 ในการศึกษานี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วนเช่นเดียวกับการทดสอบภาวะวิกฤตกับค่า AP

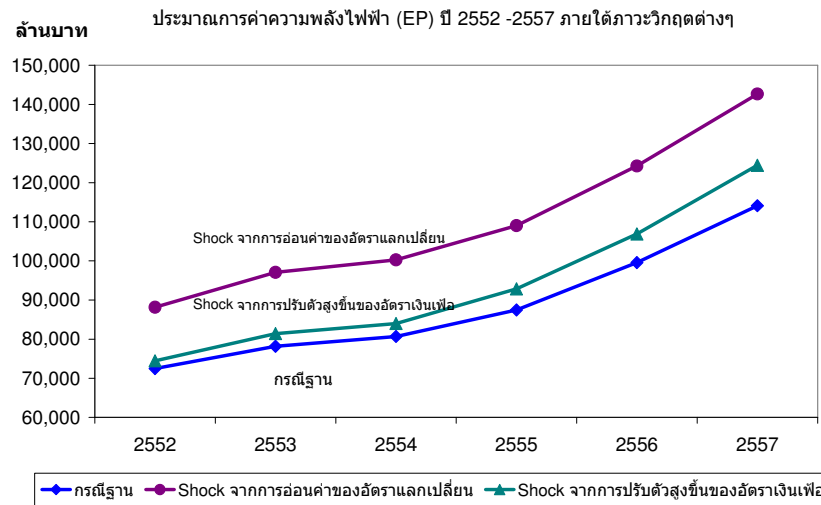
ส่วนแรกคือ การทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน (Exchange rate shock) ที่อ่อนค่าจากกรณีฐานร้อยละ 30 กับประมาณการค่า EP พบว่า ค่า EP มีค่าสูงกว่ากรณีฐานเฉลี่ยปีละ 2.1 หมื่นล้านบาท โดยมีค่า EP ในภาพรวมเท่ากับ 6.61 แสนล้านบาท หรือ สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 1.28 แสนล้านบาท (ค่า EP เฉลี่ยปีละ 1.10 แสนล้านบาท) สะท้อนให้เห็นว่า “ภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่ามากกว่ากรณีฐานร้อยละ 30 ส่งผลให้องค์ประกอบที่สำคัญของค่า EP คือ รายจ่ายด้านเชื้อเพลิง (Fuel Payment) ที่แปรผันตามการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนปรับตัวสูงขึ้น นั่นคือ ราคาก๊าซ และราคาถ่านหิน ในรูปเงินบาท ซึ่งจากการคำนวณราคาในรูปเงินสกุลดอลลาร์ สรอ. ให้อยู่ในรูปของเงินบาทแล้ว ราคาเชื้อเพลิงจะสูงขึ้นตามการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน”

ส่วนที่สองคือ การทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย (Inflation rate shock) ซึ่งนักวิจัยกำหนดให้อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 1 จากกรณีฐาน ผลการประมาณการพบว่า ค่า EP มีค่าสูงกว่ากรณีฐานเฉลี่ยปีละ 5,272 ล้านบาท โดยมีค่า EP ในภาพรวมเท่ากับ 5.64 แสนล้านบาท หรือ สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 3.1 หมื่นล้านบาท (ค่า EP เฉลี่ยปีละ 9.4 หมื่นล้านบาท) สะท้อนให้เห็นว่า “ภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนของอัตราเงินเฟ้อที่สูงกว่ากรณีฐานร้อยละ 1 ส่งผลให้องค์ประกอบที่สำคัญของค่า EP ที่แปรผันตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปปรับตัวสูงขึ้น นั่นคือ ค่าใช้จ่ายแปรผันในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (VOM Payment) ปรับตัวสูงขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อทั่วไปที่สูงขึ้นจากกรณีฐาน”

เมื่อเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายแปรผันในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (VOM Payment) ที่ปรับตัวสูงขึ้นจากกรณีฐานในภาวะวิกฤตอัตราเงินเฟ้อทั่วไป และค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง (Fuel Payment) ที่สูงขึ้นจากกรณีฐานในภาวะวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยนแล้ว พบว่า ภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยนมีอิทธิพลกับค่า EP มากกว่าภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

ทั้งนี้ ผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) สามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.6

แผนภาพที่ 5.6 ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

สำหรับการพิจารณาค่า EP ในระยะยาวจนครบอายุสัญญาของโครงการตั้งแต่ปี 2552-2582 ในตารางที่ 5.8 ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองพบว่า ค่า EP ในกรณีฐานมีมูลค่า 2.83 ล้านล้านบาท (ค่า EP เฉลี่ยปีละ 9.1 หมื่นล้านบาท) ในสถานการณ์ที่ดีที่สุดค่า EP มีค่า 2.72 ล้านล้านบาท (ค่า EP เฉลี่ยปีละ 8.7 หมื่นล้านบาท) ต่ำลงจากกรณีฐาน 1.12 แสนล้านบาท หรือต่ำลงจากกรณีฐานร้อยละ 4.0 ในสถานการณ์แย่งที่สุดค่า EP มีค่า 3.27 ล้านล้านบาท (ค่า EP เฉลี่ยปีละ 1.05 แสนล้านบาท) สูงขึ้นจากกรณีฐาน 4.34 แสนล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานร้อยละ 15.3

ส่วนผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า กรณีภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยน ค่า EP มีค่า 3.55 ล้านล้านบาท สูงขึ้นจากกรณีฐานประมาณ 7.19 แสนล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานร้อยละ 25 ขณะที่กรณีภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ค่า EP มีค่า 3.08 ล้านล้านบาท สูงขึ้นจากกรณีฐานประมาณ 2.42 แสนล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานร้อยละ 8.5 รายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

หน่วย : ล้านบาท

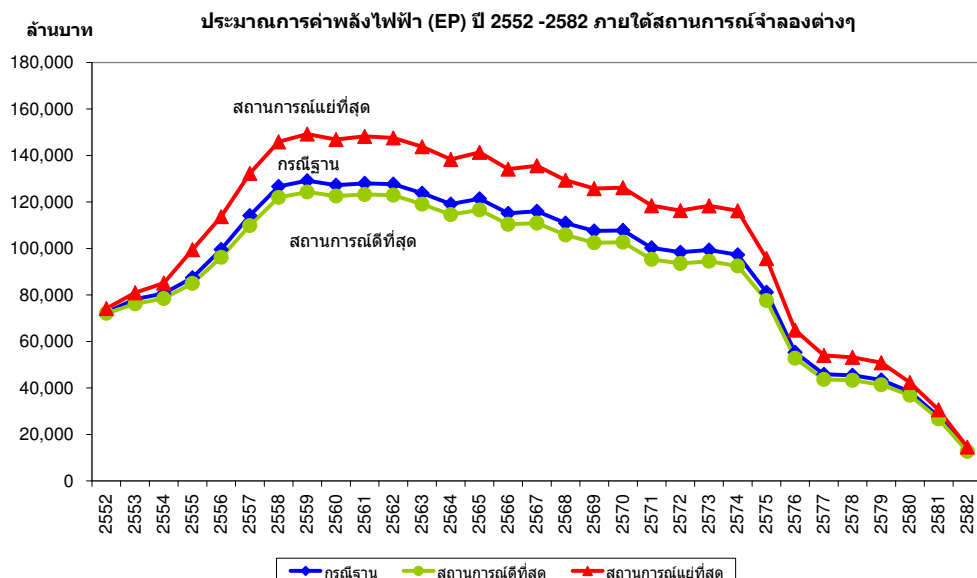
ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)	ค่า EP เฉลี่ยต่อปี	ค่า EP รวมตลอดอายุสัญญา 2552 - 2582
การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง		
กรณีฐาน	91,558	2,838,289
สถานการณ์ดีที่สุด	87,920	2,725,519
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-3,638	-112,770
สถานการณ์แย่ที่สุด	105,574	3,272,806
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	14,017	434,517
การทดสอบภาวะวิกฤต		
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	114,753	3,557,358
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	23,196	719,069
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	99,380	3,080,783
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	7,822	242,494

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

สำหรับแนวโน้มของค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) อายุสัญญาของโครงการตั้งแต่ปี 2552 – 2582 ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง และการทดสอบภาวะวิกฤตสามารถแสดงอยู่ในรูปภาพได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.7 และ 5.8 ตามลำดับ

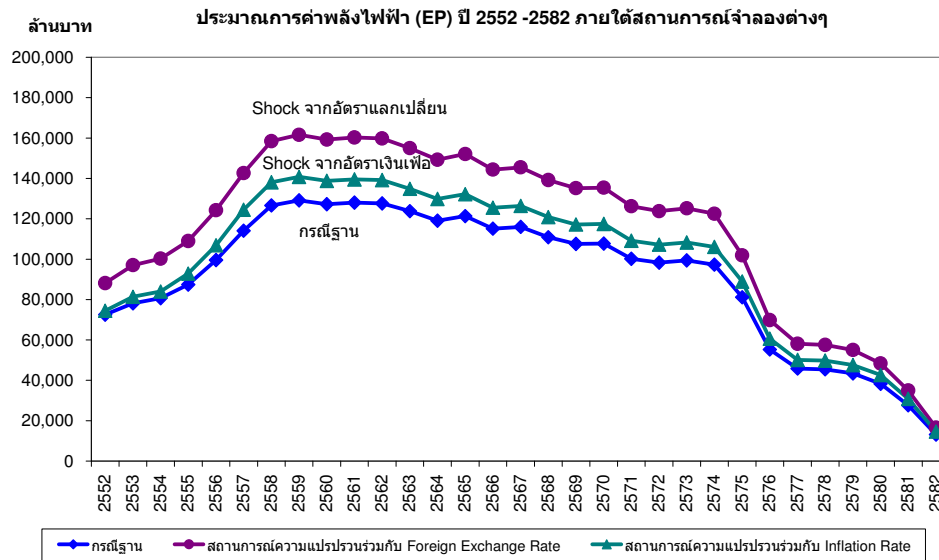
แผนภาพที่ 5.7 ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2582 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

แผนภาพที่ 5.8 ประมาณการค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ปี 2552-2582 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

แผนภาพที่ 5.7 และ 5.8 แสดงถึงโครงสร้างค่า EP ตลอดอายุสัญญา ซึ่งมีลักษณะเหมือนกับค่า AP นั่นคือ ค่า EP มีโครงสร้างค่ารับซื้อสูงขึ้นในช่วงปีแรก ๆ และมีแนวโน้มลดลงในช่วงปีหลังๆ สอดคล้องกับโครงสร้างเงินลงทุนและระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ IPP และการเปลี่ยนแปลงของจำนวน IPP ที่เริ่มจำหน่ายไฟและที่ทยอยหมดอายุสัญญา

(3) ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (ค่า AP + ค่า EP)

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในช่วงปี 2552 – 2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ ปรากฏในตารางที่ 5.9 ดังนี้

ตารางที่ 5.9 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ

หน่วย : ล้านบาท

ค่ารับซื้อไฟฟ้า (AP+EP)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย	รวม
กรณีฐาน	106,376	112,377	114,692	124,598	140,910	157,532	126,081	756,484
สถานการณ์ที่ดีที่สุด	105,977	109,295	111,805	121,453	136,755	152,439	122,954	737,724
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-399	-3,082	-2,886	-3,145	-4,154	-5,093	-3,127	-18,760
สถานการณ์ที่แย่ที่สุด	108,591	115,836	120,431	138,408	158,794	181,387	137,241	823,447
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	2,214	3,459	5,739	13,810	17,884	23,855	11,160	66,963

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) ในการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 10 แห่งในช่วงปี 2552-2557 ซึ่งเป็นผลรวมของค่าความพร้อมจ่าย (AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ในแต่ละสถานการณ์จำลอง ได้ข้อสรุป ดังนี้

กรณีฐาน (Baseline Scenarios) ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มีมูลค่าสูงขึ้นจาก 1.06 แสนล้านบาทในปี 2552 เป็น 1.57 แสนล้านบาทในปี 2557 (ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เฉลี่ยปีละ 1.26 แสนล้านบาท) โดยค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดช่วงปี 2552-2557 มีมูลค่ารวมเท่ากับ 7.56 แสนล้านบาท โดยมีสัดส่วนค่า AP ต่อค่า EP อยู่ที่ประมาณ ร้อยละ 30 : 70 กล่าวคือ ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ส่วนใหญ่เป็นค่า EP ในสัดส่วนประมาณร้อยละ 70 ของค่ารับซื้อไฟฟ้าทั้งหมด ขณะที่ค่า AP มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 30 ของค่ารับซื้อไฟฟ้าทั้งหมด รายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 สัดส่วนค่า AP และค่า EP ต่อค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ

หน่วย : ร้อยละ

สัดส่วนค่า AP และค่า EP	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย 2552 - 2557
กรณีฐาน	32 : 68	30 : 70	30 : 70	30 : 70	29 : 71	28 : 72	30 : 70
สถานการณ์ดีที่สุด	32 : 68	30 : 70	30 : 70	30 : 70	30 : 70	28 : 72	30 : 70
สถานการณ์แย่ที่สุด	32 : 68	30 : 70	29 : 71	28 : 72	28 : 72	27 : 73	29 : 71

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

สำหรับ**สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenarios)** ในช่วงปี 2552-2557 ผลจากมูลค่ารวมของค่า AP ที่ต่ำกว่ากรณีฐานจำนวน 3,921 ล้านบาท (ตารางที่ 5.3) สอดคล้องกับผลของอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่า และอัตราเงินเฟ้อทั้งของไทยและสหรัฐฯ ที่ต่ำกว่ากรณีฐาน เมื่อรวมกับผลจากมูลค่ารวมของค่า EP ที่ต่ำกว่ากรณีฐาน 14,839 ล้านบาท (ตารางที่ 5.6) สอดคล้องกับราคาเชื้อเพลิงที่อยู่ในระดับต่ำกว่ากรณีฐาน ทำให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยรวมต่ำกว่ากรณีฐานประมาณ 18,760 ล้านบาท หรือต่ำกว่ากรณีฐานประมาณร้อยละ 2.5 ซึ่งถือว่าไม่แตกต่างจากกรณีฐานมากนัก

อย่างไรก็ดี หากกำหนดให้ร้อยละของการตั้งเงินเครื่องผลิตไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามสถานการณ์ที่แตกต่างกันออกไป ในสถานการณ์ดีที่สุด ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมจะสูงกว่ากรณีฐานตามอัตราการเติบโตของ GDP ที่สูงกว่ากรณีฐาน ซึ่งเป็นผลบวกต่อสถานะทางการเงินโดยรวมของ กฟผ. แต่จะทำให้ กฟผ. มีความจำเป็นในการตั้งเงินเครื่องผลิตไฟฟ้ามากขึ้นให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าโดยรวม ส่งผลให้ค่า EP สูงขึ้นได้ ดังนั้น เมื่อรวมผลทางด้านราคาและปริมาณการผลิตไฟฟ้า โดยสุทธิแล้ว ค่า EP อาจไม่ต่ำกว่ากรณีฐานมากนัก หรือ อาจจะสูงกว่ากรณีฐานได้ ด้วยเหตุผลนี้ ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งเป็นผลรวมของค่า AP และค่า EP อาจจะไม่ต่ำกว่ากรณีฐานมากนัก หรืออาจสูงกว่ากรณีฐานได้

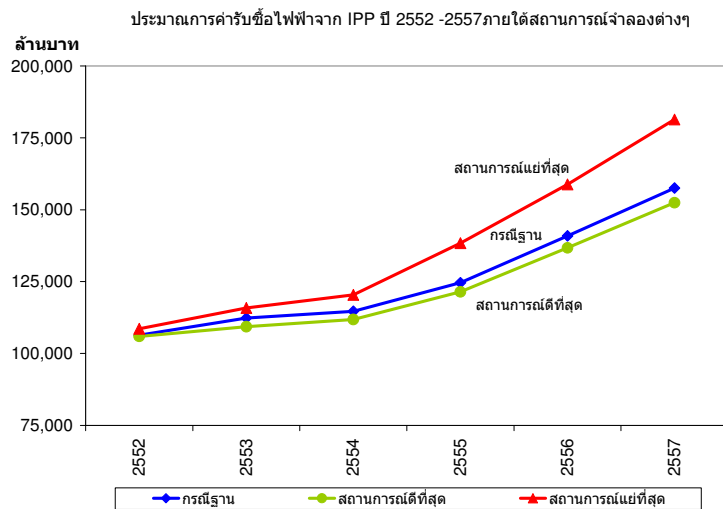
สำหรับสถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenarios) ในช่วงปี 2552 – 2557 ผลจากมูลค่ารวมของค่า AP ที่สูงกว่ากรณีฐาน 1,3866 ล้านบาท (ตารางที่ 5.3) สอดคล้องกับผลของอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่า และอัตราเงินเฟ้อทั้งของไทยและสหรัฐฯ ที่สูงกว่ากรณีฐาน เมื่อรวมกับผลจากค่า EP ที่สูงกว่ากรณีฐาน 53,097 ล้านบาท (ตารางที่ 5.6) สอดคล้องกับราคาเชื้อเพลิงที่อยู่ในระดับสูงกว่ากรณีฐาน ทำให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยรวมสูงกว่ากรณีฐานประมาณ 66,963 ล้านบาท หรือสูงกว่ากรณีฐานประมาณร้อยละ 8.9

เช่นเดียวกับสถานการณ์ดีที่สุด หากกำหนดให้ร้อยละของการส่งคืนเครื่องผลิตไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามสถานการณ์ที่แตกต่างกันออกไป ในสถานการณ์แย่ที่สุด ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมจะต่ำกว่ากรณีฐานตามอัตราการเติบโตของ GDP ที่ต่ำกว่ากรณีฐาน ซึ่งเป็นผลลบต่อสถานะทางการเงินโดยรวมของ กฟผ. และจะทำให้ กฟผ. มีความจำเป็นในการส่งคืนเครื่องผลิตไฟฟ้าน้อยลงให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าโดยรวม ส่งผลให้ค่า EP ต่ำลงได้ ดังนั้น เมื่อรวมผลทางด้านราคาและปริมาณการผลิตไฟฟ้า โดยสุทธิแล้ว ค่า EP อาจไม่สูงกว่ากรณีฐานมากนัก หรือ อาจจะต่ำกว่ากรณีฐานได้ด้วยเหตุผลนี้ ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งเป็นผลรวมของค่า AP และค่า EP อาจจะไม่สูงกว่ากรณีฐานมากนัก หรืออาจต่ำกว่ากรณีฐานได้

ทั้งนี้ แนวโน้มของค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่ปรับตัวสูงขึ้นในช่วงปี 2552 – 2557 ทั้งในสถานการณ์ดีที่สุดและสถานการณ์แย่ที่สุดเป็นผลของ IPP รอบใหม่จำนวน 3 แห่ง ที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปี 2554-2557 เช่นเดียวกับเหตุผลของค่า AP และค่า EP ที่มีแนวโน้มสูงขึ้นช่วงปี 2552 - 2557 เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างเงินลงทุนและระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ IPP รอบใหม่ อย่างไรก็ตาม อย่างไรก็ดี ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จะเริ่มลดลงในช่วงปี 2560 และลดลงเรื่อยๆ ตามโครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่มีลักษณะแบบ Front-end

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) กับค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.9

แผนภาพที่ 5.9 ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ มีรายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 5.11 ดังนี้

ตารางที่ 5.11 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ

หน่วย : ล้านบาท

ค่ารับซื้อไฟฟ้า (ค่า AP+ ค่า EP)	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย	รวม
กรณีฐาน	106,376	112,377	114,692	124,598	140,910	157,532	126,081	756,484
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	129,617	138,999	141,903	153,980	174,123	194,836	155,576	933,459
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	23,241	26,623	27,211	29,383	33,214	37,304	29,496	176,975
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	108,982	116,048	118,881	131,159	149,588	169,324	132,330	793,982
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	2,606	3,672	4,189	6,561	8,678	11,792	6,250	37,498

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

การทดสอบภาวะวิกฤตในการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยรวมผลลัพธ์จากตารางที่ 5.4 และตารางที่ 5.7 อยู่ในตารางที่ 5.11 ข้างต้น ได้ข้อสรุปดังนี้

ในช่วงปี 2552 - 2557 การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนส่งผลให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สูงขึ้นทั้งในส่วน of ค่า AP และค่า EP เนื่องจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนทำให้ค่า AP1 และ AP2 ซึ่งเป็นองค์ประกอบที่สำคัญในค่า AP สูงขึ้น และส่งผลทำให้ราคาซื้อเพลิงในรูปเงินบาท ซึ่งเป็น

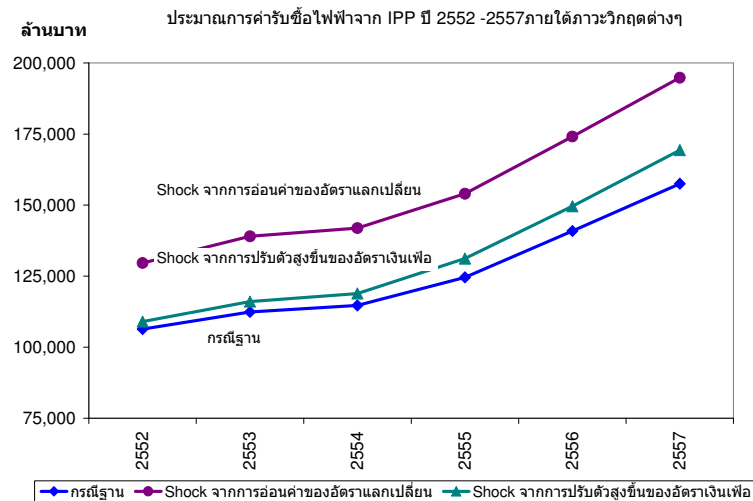
องค์ประกอบหลักในค่า EP สูงขึ้น โดยค่ารับซื้อไฟฟ้ารวมในช่วงปี 2552-2557 สูงขึ้นจากกรณีฐานถึง 1.76 แสนล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานถึงร้อยละ 23.4

สำหรับการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยส่งผลให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปรับตัวสูงขึ้นเช่นกัน โดยการปรับตัวสูงขึ้นนั้นเป็นผลทั้งจากค่า AP และค่า EP ที่สูงขึ้น ในส่วนของค่า AP ที่สูงขึ้นตามค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M Payment) ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ส่วนค่า EP สูงขึ้นตามค่าใช้จ่ายแปรผันในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (VOM Payment) ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ดังนั้น ค่ารับซื้อไฟฟ้ารวมในช่วงปี 2552-2557 สูงขึ้นจากกรณีฐานเพียง 3.7 หมื่นล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานประมาณร้อยละ 5

โดยสรุป การทดสอบภาวะวิกฤตในตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาค 2 ตัว นั่นคือ อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อทั่วไปพบว่า ภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ส่งผลให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สูงขึ้นทั้งสองกรณี โดยที่ภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยนมีอิทธิพลต่อค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มากกว่าภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

ผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.10

แผนภาพที่ 5.10 ประเมินการค่ารับซื้อไฟฟ้า ปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

สำหรับสัดส่วนของค่า AP และค่า EP ต่อค่ารับซื้อไฟฟ้ารวมในการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) พบว่า สัดส่วนของค่า AP และค่า EP ต่อค่ารับซื้อไฟฟ้ารวมในแต่ละปีตลอดช่วงของการประมาณการค่อนข้างคงที่เช่นเดียวกับการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง โดยสัดส่วนของค่า AP และค่า EP อยู่ที่ประมาณร้อยละ 30 ต่อร้อยละ 70 ของค่ารับซื้อไฟฟ้ารวม รายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.12 สัดส่วนค่า AP และค่า EP ต่อค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ภายใต้ภาวะวิกฤตต่าง ๆ

หน่วย : ร้อยละ

สัดส่วนค่า AP และ ค่า EP	2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย 2552 - 2557
กรณีฐาน	32 : 68	30 : 70	30 : 70	30 : 70	29 : 71	28 : 72	30 : 70
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	32 : 68	30 : 70	29 : 71	29 : 71	29 : 71	27 : 73	29 : 71
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	32 : 68	30 : 70	29 : 71	29 : 71	29 : 71	26 : 74	29 : 71

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และนักวิจัย

จัดทำโดย : นักวิจัย

ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2552 - 2582 มีรายละเอียดดังปรากฏในตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 ผลลัพธ์จากการประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

หน่วย : ล้านบาท

ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP (ค่า AP+ค่า EP)	ค่ารับซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปี	ค่ารับซื้อไฟฟ้ารวมตลอดอายุสัญญา 2552 - 2582
การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง		
กรณีฐาน	118,074	3,660,298
สถานการณ์ดีที่สุด	113,810	3,528,110
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-4,264	-132,188
สถานการณ์แย่ที่สุด	136,538	4,232,681
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	18,464	572,383
การทดสอบภาวะวิกฤต		
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	146,514	4,541,934
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	28,440	881,636
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ	127,259	3,945,028
การเปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	9,185	284,730

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

ในการพิจารณาค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในระยะยาวจนครบอายุสัญญาของโครงการ ในช่วงตั้งแต่ปี 2552 - 2582 จากตารางที่ 5.13 ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองแสดงให้เห็นว่า กรณีฐานค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาคิดเป็นมูลค่า 3.66 ล้านบาท สำหรับสถานการณ์ ดีที่สุด ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาจะมีมูลค่า 3.52 ล้านบาท ต่ำกว่ากรณีฐาน 1.32 แสนล้านบาท หรือต่ำกว่ากรณีฐานประมาณ ร้อยละ 3.6 โดยมีเหตุผลเช่นเดียวกับค่ารับซื้อไฟฟ้าในช่วงปี 2552-2557 นั่นคือ อัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่ามากกว่ากรณีฐาน อัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทยและสหรัฐฯ ที่ต่ำกว่ากรณีฐาน และราคาเชื้อเพลิงที่ต่ำกว่ากรณีฐาน ส่งผลให้ค่า AP และค่า EP ต่ำกว่ากรณีฐาน ส่วนใน

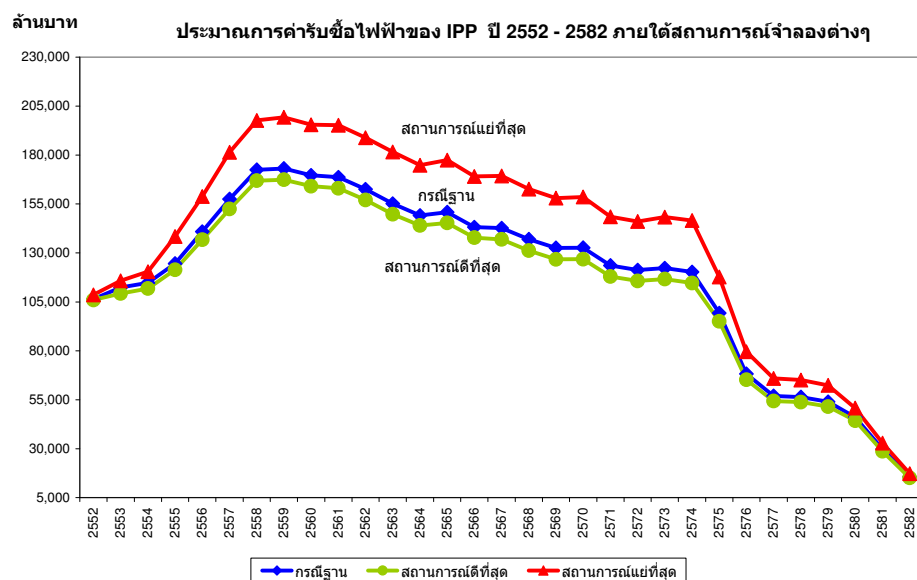
สถานการณ์แย่ที่สุดค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มีค่า 4.23 ล้านล้านบาท สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 5.72 แสนล้านบาท หรือสูงกว่ากรณีฐานประมาณร้อยละ 15.6

สำหรับข้อสรุปที่ได้จากผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า กรณีภาวะวิกฤตที่เกิดขึ้นจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาจะมีมูลค่า 4.54 ล้านล้านบาท สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 8.81 แสนล้านบาท หรือสูงกว่ากรณีฐานประมาณร้อยละ 24.1 ขณะที่กรณีภาวะวิกฤตที่เกิดขึ้นจากการปรับตัวสูงขึ้นอัตราเงินเฟ้อทั่วไป ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาจะมีค่า 3.94 ล้านล้านบาท สูงกว่ากรณีฐานประมาณ 2.84 แสนล้านบาท หรือสูงกว่ากรณีฐานประมาณร้อยละ 7.8

การทดสอบภาวะวิกฤตในตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาค 2 ตัว นั่นคือ อัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อทั่วไปได้ข้อสรุปเช่นเดียวกับการวิเคราะห์ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในช่วงปี 2552 – 2557 นั่นคือ ภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อทั่วไปมีผลให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP สูงขึ้นทั้งสองกรณี โดยที่ภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยนมีอิทธิพลต่อค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มากกว่าภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อทั่วไป

สำหรับแนวโน้มของค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาของโครงการตั้งแต่ปี 2552 – 2582 ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง และการทดสอบภาวะวิกฤตสามารถแสดงอยู่ในรูปภาพได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.11 และ 5.12 ตามลำดับ

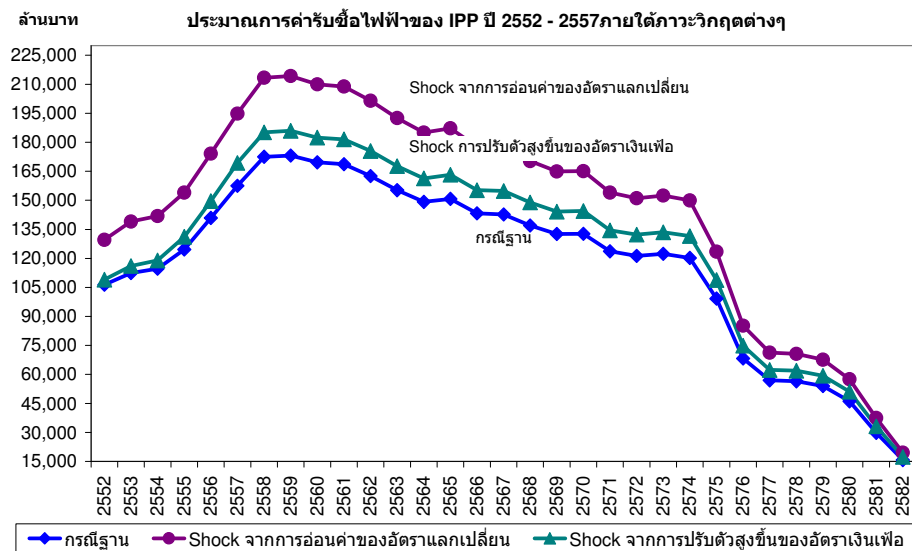
แผนภาพที่ 5.11 ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552-2582 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

แผนภาพที่ 5.12 ประมาณการค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ปี 2552-2582 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย : นักวิจัย

แผนภาพที่ 5.11 และ 5.12 แสดงถึงโครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าตลอดอายุสัญญา ซึ่งมีลักษณะสอดคล้องกับผลรวมค่า AP และค่า EP นั่นคือ ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตลอดอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีโครงสร้างค่ารับซื้อสูงขึ้นในช่วงปีแรก ๆ ซึ่งเป็นผลของ IPP จำนวน 3 แห่งจากรอบที่ 2 เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในช่วงปี 2554 – 2557 (รวมรอบแรก 7 แห่งเป็น 10 แห่ง) ตามโครงสร้างค่ารับซื้อไฟฟ้าซึ่งมีค่ารับซื้อไฟฟ้าจะสูงในช่วงปีแรก ๆ เพื่อให้สอดคล้องกับโครงสร้างเงินลงทุนและระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ของ IPP โดยในช่วงปีหลังๆ ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มีแนวโน้มลดลง เมื่อภาระหนี้เงินกู้ของ IPP ลดลง ประกอบกับผลของ IPP จำนวน 7 แห่ง ที่ทยอยหมดอายุสัญญาในช่วงปี 2563 – 2576

จากการวิเคราะห์ต้นทุนซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. จากโครงการ IPP ตามสถานการณ์จำลองที่กล่าวในหัวข้อที่ 5.1.1 ในลำดับต่อไปนักวิจัยได้สรุปผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่มีต่อภาพรวมของผลประกอบการของ กฟผ. โดยในส่วนแรก (หัวข้อที่ 5.1.2) จะเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบต่อสถานะทางการเงิน ได้แก่ รายได้ รายจ่าย กำไรสุทธิ และหนี้คงค้าง ในส่วนที่สอง (หัวข้อที่ 5.1.3) จะเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบตามตัวชี้วัดการประเมินความเสี่ยงตามความเห็นของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ได้แก่ 1) เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล 2) หนี้สุทธิของ กฟผ. และ 3) ความสามารถในการสะสมทุน หรือความต้องการด้านเงินทุนรวม โดยทั้ง 2 ส่วน แบ่งเป็นการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario Analysis) และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test)

5.1.2 การวิเคราะห์ผลกระทบจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อ

สถานะทางการเงินของ กฟผ.

เพื่อความเข้าใจในการวิเคราะห์ผลกระทบจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อสถานะทางการเงินของ กฟผ. นักวิจัยได้สรุปข้อมูลพื้นฐานด้านโครงสร้างรายจ่ายและรายได้ที่สำคัญของ กฟผ. ดังนี้

งบกำไรขาดทุนรวมของ กฟผ. มีรายการที่สำคัญประกอบด้วย

- 1) รายได้จากการขายสินค้าและบริการ ซึ่งมีรายได้หลักจากรายได้จากการขายไฟฟ้า
- 2) รายจ่ายที่สำคัญ ได้แก่ ต้นทุนขายไฟฟ้า ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ค่าใช้จ่ายอื่นๆ และต้นทุนทางการเงิน (ดอกเบี้ยจ่าย)
- 3) รายการขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศและการเปลี่ยนแปลงมูลค่ายูติลิตี้ของตราสารอนุพันธ์

ทั้งนี้ ผลการดำเนินงานในปี 2551 กฟผ. มีกำไรสุทธิจำนวน 27,902.00 ล้านบาท ลดลงจากปี 2550 จำนวน 4,086.22 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.77 เนื่องมาจากในปี 2551 กฟผ. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 23,052.63 ล้านบาท ในขณะที่ต้นทุนขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจำนวน 21,848.28 ล้านบาท และมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (รวมรายการการเปลี่ยนแปลงมูลค่ายูติลิตี้ของตราสารอนุพันธ์) เพิ่มขึ้นจำนวน 2,811.34 ล้านบาท รายได้อื่นลดลงจำนวน 1,180.86 ล้านบาท

งบดุลรวมของ กฟผ. มีรายการที่สำคัญประกอบด้วย

- 1) สินทรัพย์รวม เช่น ลูกหนี้การค้าซึ่งส่วนใหญ่เป็นลูกหนี้ค่าไฟฟ้า กฟผ. วัสดุสำรองคลัง (น้ำมันเชื้อเพลิงและถ่านลิกไนต์สำรองคลัง) สินทรัพย์หมุนเวียน เช่น รายได้ค้างรับจากส่วนต่างของค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับ Ft ที่คำนวณได้กับค่า Ft ที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานมีมติให้เรียกเก็บ เป็นต้น
- 2) หนี้สินรวม เช่น เจ้าหนี้การค้า (เจ้าหนี้ค่าเชื้อเพลิงที่ยังไม่ถึงกำหนดชำระและเจ้าหนี้ค่าเชื้อเพลิงผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ) เงินกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาว และเงินรายได้แผ่นดินค้างนำส่งคลัง เป็นต้น
- 3) ส่วนของทุนของ ประกอบด้วยเงินงบประมาณที่สมทบในทุนและสมทบสำหรับการก่อสร้าง และกำไรสะสม

ทั้งนี้ ในปี 2551 สินทรัพย์รวมของ กฟผ. เพิ่มขึ้นจำนวน 8,111.78 ล้านบาท จากรายได้ค้างรับจากส่วนต่างของค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับ Ft ที่คำนวณได้กับค่า Ft ที่ กทพ. มีมติให้เรียกเก็บในปี 2551 จำนวน 19,565.61 ล้านบาท ในขณะที่หนี้สินรวมของ กฟผ. ลดลงจำนวน 10,086.94 ล้านบาท จากเจ้าหนี้การค้าที่ลดลงจำนวน 4,891.91 ล้านบาท เงินกู้ยืมระยะยาวลดลง 3,946.17 ล้านบาท ในขณะที่มีเงินรายได้แผ่นดินค้างนำส่งคลังเพิ่มขึ้นจำนวน 7,069.34 ล้านบาท

ในลำดับต่อไป จะนำเสนอรายละเอียดพื้นฐานขององค์ประกอบในงบการเงินที่สำคัญ และมีผลต่อการวิเคราะห์สถานะทางการเงินของ กฟผ. ดังนี้

1) รายจ่ายของ กฟผ.

รายจ่ายของงบการเงินรวม กฟผ. ประกอบด้วยรายการสำคัญ พร้อมสัดส่วนในช่วงปี 2550 – 2551 สรุปได้ตามตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 เปรียบเทียบโครงสร้างรายจ่ายระหว่างปี 2550 – 2551

โครงสร้างรายจ่าย	2550		2551	
	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ
1. ต้นทุนขายไฟฟ้า	287,390	88.6%	309,238	90.1%
2. ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่น	19,768	6.1%	16,446	4.8%
3. ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	11,162	3.4%	12,008	3.5%
4. ค่าใช้จ่ายอื่น	15	0.0%	9	0.0%
5. ดอกเบี้ยจ่าย	5,859	1.8%	5,441	1.6%
รวม	324,194	100.0%	343,141	100.0%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

ทั้งนี้ ต้นทุนขายไฟฟ้าซึ่งมีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 90 ของรายจ่ายรวม ประกอบด้วย ต้นทุนขายที่สำคัญ ตามตารางที่ 5.15 ดังนี้

ตารางที่ 5.15 เปรียบเทียบโครงสร้างต้นทุนขายไฟฟ้าระหว่างปี 2550 - 2551

ต้นทุนขายไฟฟ้า	2550		2551	
	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ
1. ค่าซื้อไฟฟ้า	133,956	46.6%	162,375	52.5%
2. ค่าเชื้อเพลิง	114,731	39.9%	107,970	34.9%
3. ค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้า	28,778	10.0%	29,127	9.4%
4. ค่าใช้จ่ายในการส่งไฟฟ้า	9,924	3.5%	9,766	3.2%
รวม	287,390	100.0%	309,238	100.0%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

ค่าซื้อไฟฟ้าเป็นค่าใช้จ่ายที่ กฟผ. ใช้ซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ ซื้อจากผู้ผลิต รายเล็ก และซื้อจากต่างประเทศ ซึ่งพบว่า มีสัดส่วนสูงขึ้นเป็นลำดับ และในปี 2551 ค่าซื้อไฟฟ้าสูงเกินกว่า ร้อยละ 50 ของต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด ในขณะที่ค่าเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็น ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าจากระบบของ กฟผ. เอง มีสัดส่วนลดลงเป็นลำดับ และเมื่อพิจารณาเฉพาะค่าซื้อ ไฟฟ้าจาก IPP เอกชน 7 รายที่อยู่ในขอบเขตการศึกษาของการวิจัยนี้ ต่อต้นทุนการขายไฟฟ้าทั้งหมด (ตาราง ที่ 5.16) และเปรียบเทียบต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อหน่วย กับ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากระบบของ กฟผ. เอง (ค่าเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายในการผลิต) (ตารางที่ 5.17) พบว่า ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อต้นทุนขาย ไฟฟ้าทั้งหมดเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากร้อยละ 21.7 เป็นร้อยละ 30.2 ในปี 2551 ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วย ของการซื้อ IPP เฉลี่ยในช่วงปี 2547 – 2551 ต่ำกว่าการผลิตโดย ระบบของ กฟผ. เอง (แม้ว่าในปี 2551

การซื้อ IPP มีต้นทุนต่อหน่วยสูงกว่า กฟผ. การผลิตเองก็ตาม) ซึ่งอาจกล่าวได้ว่า การดำเนินโครงการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ที่ผ่านมา ช่วยให้ กฟผ. สามารถลดต้นทุนการผลิตจากการผลิตจากระบบของตนเองลงได้

ตารางที่ 5.16 เปรียบเทียบต้นทุนการซื้อ IPP กับต้นทุนการขายไฟฟ้าอื่นๆ ระหว่างปี 2550 – 2551

ต้นทุนขายไฟฟ้าจำแนกต้นทุนซื้อ IPP	2550		2551	
	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ
1. ต้นทุนในการซื้อจาก IPP	62,232	21.7%	93,444	30.2%
2. ต้นทุนขายไฟฟ้าไม่รวมต้นทุนซื้อ IPP	225,158	78.3%	215,793	69.8%
รวมต้นทุนขายไฟฟ้า	287,390	100.0%	309,238	100.0%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ. และข้อมูลจาก กฟผ.

ตารางที่ 5.17 เปรียบเทียบต้นทุนการซื้อ IPP กับต้นทุนการผลิตของ กฟผ. ระหว่างปี 2547 – 2551

หน่วย : บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง(Kwh)

ต้นทุนขายไฟฟ้าต่อหน่วย	2547	2548	2549	2550	2551	เฉลี่ย
1. ซื้อไฟฟ้าจาก IPP	1.77	1.91	1.98	1.97	2.21	2.02
2. กฟผ. ผลิตเอง	1.83	2.00	2.28	2.18	2.14	2.09
2.1 ค่าเชื้อเพลิง	1.43	1.60	1.87	1.74	1.69	1.67
2.2 ค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้า	0.40	0.40	0.40	0.44	0.46	0.42

ที่มา : รายงานประจำปี 2548- 2551 ของ กฟผ. และข้อมูลจาก กฟผ.

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาปริมาณการซื้อไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง) พบว่า การซื้อไฟฟ้าจาก IPP 7 รายต่อการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมดเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 21.5 ในปี 2551 เป็นร้อยละ 28.5 ในปี 2551 (รายละเอียดตามตารางที่ 5.18)

ตารางที่ 5.18 เปรียบเทียบปริมาณการซื้อและผลิตไฟฟ้าระหว่างปี 2550 - 2551

ปริมาณการซื้อและผลิตไฟฟ้า	2550		2551	
	จำนวน (ล้าน kwh)	ร้อยละ	จำนวน (ล้าน kwh)	ร้อยละ
1. ซื้อไฟฟ้า	81,154	55.2%	84,270	56.9%
1.1 ซื้อจาก IPP	62,233	42.4%	67,420	45.5%
(IPP 7 ราย)	31,561	21.5%	42,232	28.5%
1.2 ซื้อจาก ผู้ผลิตรายเล็ก	14,431	9.8%	14,065	9.5%
1.3 ซื้อจากต่างประเทศ	4,490	3.1%	2,785	1.9%
2. กฟผ. ผลิตเอง	65,775	44.8%	63,931	43.1%
รวมซื้อและผลิต	146,929	100.0%	148,201	100.0%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ. และข้อมูลจาก กฟผ.

ดังนั้น ในการประมาณการผลกระทบจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อสถานะทางการเงินของ กฟผ. นอกจากการประมาณการต้นทุนจากการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตามหัวข้อที่ 5.1.1

แล้ว นักวิจัยยังได้ประมาณการต้นทุนจากการซื้อไฟฟ้าจากแหล่งอื่นๆ และต้นทุนจากการผลิตของ กฟผ. เอง ซึ่งนำเสนอในรูปค่าเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้า โดยมีหลักการและสมมติฐานที่ใช้ในแต่ละรายการ ดังนี้

1) ต้นทุนจากการซื้อไฟฟ้าจากแหล่งอื่นๆ (IPP ที่เป็นบริษัทในเครือของ กฟผ. ต่างประเทศ และผู้ผลิตรายเล็ก)

- ใช้ค่าการณ้ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551 – 2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) เมื่อเดือนมีนาคม 2552¹³ โดยปรับปรุงให้สอดคล้องกับประมาณการเติบโตทางเศรษฐกิจที่ใช้ในโครงการวิจัยของแต่ละสถานการณ์จำลอง โดยการเปรียบเทียบสมมติฐานการเติบโตทางเศรษฐกิจระหว่าง PDP 2007 กับโครงการวิจัย สรุปได้ตามตารางที่ 5.19 และตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.19 เปรียบเทียบสมมติฐานการเติบโตของ GDP ระหว่างปี 2552 – 2557

หน่วย : ร้อยละ

อัตราการเติบโตของ GDP	2552	2553	2554	2555	2556	2557
1. PDP 2007	2.0	3.0	4.5	5.3	5.5	5.5
2. โครงการวิจัย - กรณีฐาน	-1.4	5.4	6.5	7.3	7.5	7.5
3. โครงการวิจัย - สถานการณ์ดีที่สุด	-1.0	7.0	7.9	8.5	8.7	8.7
4. โครงการวิจัย - สถานการณ์แย่ที่สุด	-1.7	3.9	4.7	5.5	6.0	6.0
5. ภาวะวิกฤต - FX	0.8	7.7	8.8	9.5	9.8	10.1
6. ภาวะวิกฤต - Inflation	-1.7	5.1	6.2	7.0	7.2	7.2

ที่มา : PDP 2007 (ปรับปรุง มี.ค. 52) และประมาณการโดยนักวิจัย

ตารางที่ 5.20 คาคการณ้ความต้องการไฟฟ้า ระหว่างปี 2552 – 2557

หน่วย : ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง (Kwh)

คาคการณ้ความต้องการไฟฟ้า	2552	2553	2554	2555	2556	2557
1. PDP 2007	150,458	155,645	162,884	172,593	183,218	194,326
2. โครงการวิจัย - กรณีฐาน	146,331	155,054	165,544	178,849	193,657	209,506
3. โครงการวิจัย - สถานการณ์ดีที่สุด	146,907	158,050	171,025	187,054	204,924	224,303
4. โครงการวิจัย - สถานการณ์แย่ที่สุด	145,862	152,279	159,680	169,536	180,873	192,798
5. ภาวะวิกฤต - FX	149,621	162,069	176,900	195,392	216,298	239,919
6. ภาวะวิกฤต - Inflation	145,877	154,120	164,063	176,728	190,796	205,804

ที่มา : PDP 2007 (ปรับปรุง มี.ค. 52) และประมาณการโดยนักวิจัย

¹³ สาเหตุที่ต้องใช้ประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าจาก PDP 2007 เป็นข้อมูลอ้างอิงในการประมาณการปริมาณผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจาก PDP 2007 ได้รวมปัจจัยต่างๆ ไว้ในการประมาณการแล้ว เช่น การขยายตัวของ GDP ค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียในระบบส่งและจำหน่าย มาตรการประหยัดพลังงาน/การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management-DSM) และการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

● ใช้คาดการณ์สัดส่วนการผลิตของแหล่งต่างๆ ตาม PDP 2007 (ตารางที่ 5.21) เพื่อนำมาประมาณการความต้องการจำแนกตามแหล่งผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 5.21 คาดการณ์สัดส่วนแหล่งผลิตไฟฟ้า ระหว่างปี 2552 - 2557

คาดการณ์สัดส่วนความต้องการไฟฟ้า (ร้อยละ)	2552	2553	2554	2555	2556	2557
- กฟผ. ผลิตเอง	47.5	48.6	46.4	44.7	41.6	40.3
- ซื้อจากเพื่อนบ้าน	5.2	5	6.6	7	6.6	6.1
- ซื้อจากเอกชน	47.3	46.4	47	48.3	51.8	53.6

ที่มา : PDP 2007 (ปรับปรุง มี.ค. 52)

● เมื่อได้ประมาณการความต้องการจำแนกตามแหล่งผลิตไฟฟ้า นำมาคำนวณอัตราการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าแต่ละแหล่งระหว่างปี 2552 – 2557 (ตารางที่ 5.22) และนำอัตราการเติบโตที่ได้มาประมาณการระหว่างปี 2552 – 2557 จากข้อมูลจริงปี 2551 และปรับด้วยอัตราเงินเฟ้อในกรณีของประมาณการซื้อไฟฟ้าจากแหล่งอื่นๆ

ตารางที่ 5.22 คาดการณ์อัตราการเติบโตความต้องการไฟฟ้าตามแหล่งผลิตไฟฟ้า ระหว่างปี 2552 – 2557

หน่วย : ร้อยละ

คาดการณ์อัตราการเติบโตความต้องการไฟฟ้าตามแหล่งผลิต	2552	2553	2554	2555	2556	2557
1. กฟผ. ผลิตเอง						
- โครงการวิจัย - กรณีฐาน	8.7	8.4	1.9	4.1	0.8	4.8
- โครงการวิจัย - สถานการณ์ดีที่สุด	9.2	10.1	3.3	5.4	2.0	6.0
- โครงการวิจัย - สถานการณ์แย่ที่สุด	8.4	6.8	0.1	2.3	-0.7	3.3
- ภาวะวิกฤต - FX	11.2	10.8	4.2	6.4	3.0	7.5
- ภาวะวิกฤต - Inflation	8.4	8.1	1.6	3.8	0.5	4.5
2. ซื้อจากเพื่อนบ้านและซื้อจากเอกชน						
- โครงการวิจัย - กรณีฐาน	-13.1	3.7	11.5	11.5	14.3	10.5
- โครงการวิจัย - สถานการณ์ดีที่สุด	-12.8	5.3	13.0	12.9	15.6	11.8
- โครงการวิจัย - สถานการณ์แย่ที่สุด	-13.4	2.2	9.5	9.6	12.6	8.9
- ภาวะวิกฤต - FX	-11.2	6.0	14.0	14.0	16.8	13.3
- ภาวะวิกฤต - Inflation	3.4	11.2	11.2	13.9	10.2	0.0

ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

2) ต้นทุนจากการผลิตของ กฟผ. ใช้หลักการและสมมติฐานเช่นเดียวกับการประมาณการต้นทุนจากการซื้อไฟฟ้าจากแหล่งอื่นๆ โดยคำนวณหาอัตราการเติบโตของการผลิตของ กฟผ. เอง แล้วจึงนำไปคำนวณรายจ่ายที่เกี่ยวข้อง ได้แก่

● ค่าเชื้อเพลิงให้เติบโตจากฐานปี 2551 ตามอัตราการเติบโตของการผลิตโดย กฟผ. และปรับด้วยอัตราการเปลี่ยนแปลงของราคาเชื้อเพลิงที่สำคัญ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล ซึ่งถ่วงน้ำหนักตามสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการระบบผลิตของ กฟผ.

● ค่าใช้จ่ายผลิตไฟฟ้าให้เติบโตจากฐานปี 2551 ตามอัตราการเติบโตของการผลิตโดย กฟผ.

เมื่อรวมต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งในส่วนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทูกราย ผู้ผลิตรายเล็ก ต่างประเทศ และต้นทุนการผลิตของ กฟผ. เอง ปรากฏผลการประมาณการต้นทุนขายไฟฟ้าจำแนกตามแต่ละกรณีตามแผนภาพที่ 5.13 โดยมีข้อสังเกต ดังนี้

- สมมติฐานสำคัญที่มีผลต่ออัตราการขยายตัวของต้นทุนขายไฟฟ้าโดยรวมของ กฟผ. ในการประมาณการคือ ประมาณการความต้องการไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลสะท้อนจากอัตราการเติบโตของ GDP ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อ
- ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ยังคงความสำคัญในต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด โดยอยู่ในระดับประมาณร้อยละ 30 – 36 ของต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด (ตารางที่ 5.23) ซึ่งแสดงถึงบทบาทของการมีส่วนในการลดต้นทุนในการผลิตจากระบบของ กฟผ. เอง อย่างต่อเนื่อง

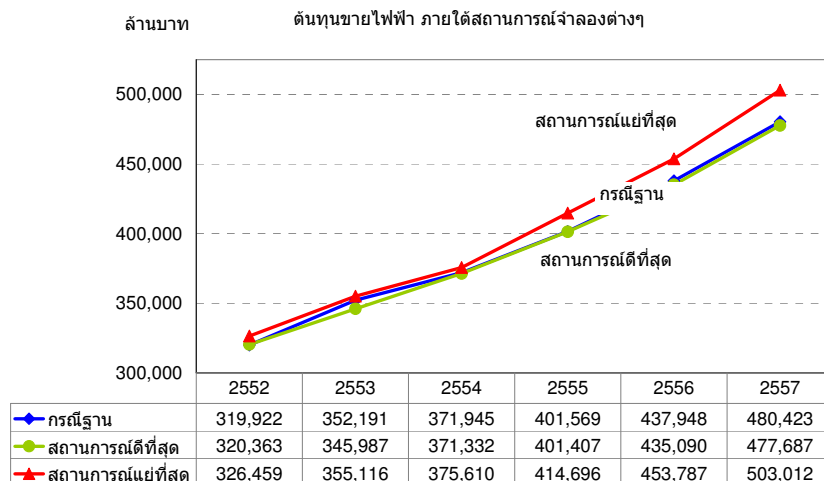
ตารางที่ 5.23 ประมาณการสัดส่วนต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด ปี 2552 – 2557

สัดส่วนต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด	2552	2553	2554	2555	2556	2557
- กรณีฐาน	33.25	31.91	30.84	31.03	32.17	32.79
- กรณีดีที่สุด	33.08	31.59	30.11	30.26	31.43	31.91
- กรณีแย่ที่สุด	33.26	32.62	32.06	33.38	34.99	36.06
- ภาวะวิกฤต - FX	34.45	36.07	35.98	35.00	36.47	36.95
- ภาวะวิกฤต - Inflation	33.32	32.44	31.59	31.80	33.32	34.15

ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

- กรณีสถานการณ์แย่ที่สุดจะมีต้นทุนขายไฟฟ้าสูงที่สุดตลอดช่วงการประมาณการ เนื่องจากผลของต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP และการผลิตของ กฟผ. ที่มีค่าเชื้อเพลิงปรับเพิ่มสูงกว่ากรณีฐานและกรณีดีที่สุด
- อย่างไรก็ตาม กรณีดีที่สุดมีต้นทุนขายไฟฟ้าต่ำที่สุด แต่ในบางปีค่อนข้างใกล้เคียงกับกรณีฐาน เนื่องจากกรณีดีที่สุดจะมีสมมติฐานความต้องการไฟฟ้า (ปริมาณการผลิตไฟฟ้า) ในปริมาณสูงตามการเติบโตของเศรษฐกิจ ซึ่งทำให้ต้นทุนการผลิตสูงด้วยเช่นกัน แม้ว่าจะมีการปรับลดราคาเชื้อเพลิงให้ต่ำกว่ากรณีฐานแล้วก็ตาม

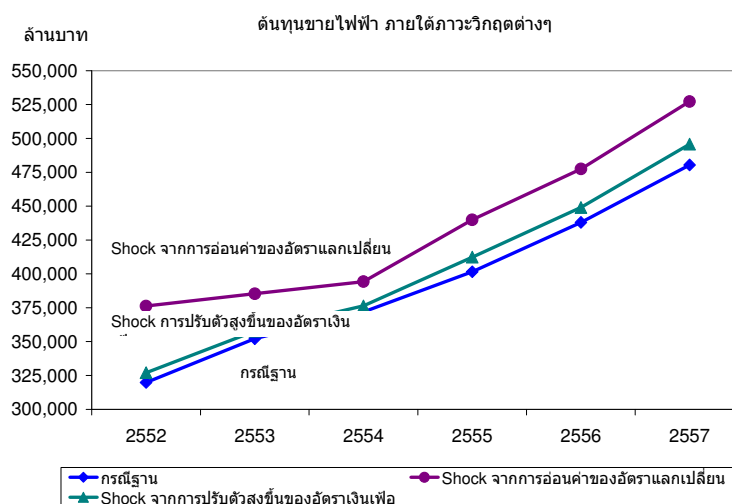
แผนภาพที่ 5.13 ต้นทุนขายไฟฟ้า ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

● ในกรณีทดสอบภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าของเงินบาท (Covariance อัตราแลกเปลี่ยน) และอัตราเงินเฟ้อ (Covariance inflation) พบว่า วิกฤตจากการอ่อนค่าเงินบาทส่งผลให้ต้นทุนขายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากกรณีฐานอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากการขยายตัวของต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP เอกชน (ผลการวิเคราะห์การซื้อ IPP ปรากฏตามข้อ 5.1.1) และในกรณีภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าเงินบาทจะมีอัตราการเติบโตของ GDP สูงกว่ากรณีฐานค่อนข้างมากซึ่งมีผลให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่ากรณีฐานด้วย สำหรับกรณีภาวะวิกฤตจากอัตราเงินเฟ้อพบว่ามีต้นทุนขายไฟฟ้าต่ำกว่ากรณีฐานเล็กน้อย แม้ว่าการวิกฤตจากเงินเฟ้อจะทำให้ ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับค่าเชื้อเพลิงสูงขึ้น แต่เนื่องจากในกรณีฐานยังคงมีอัตราการเติบโตของ GDP สูง ซึ่งหมายถึงปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงกว่ากรณีภาวะเงินเฟ้อ จึงทำให้ต้นทุนขายโดยรวมสูงขึ้น (ผลเปรียบเทียบระหว่างกรณีฐานกับ covariance ตามแผนภาพที่ 5.14)

แผนภาพที่ 5.14 ต้นทุนขายไฟฟ้า ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

อนึ่ง สำหรับรายการรายจ่ายอื่นๆ ที่ไม่ใช่ต้นทุนขาย ซึ่งคิดเป็นเพียงร้อยละ 10 ของรายจ่ายทั้งหมด นักวิจัยได้ประมาณการโดยใช้สมมติฐานจากการหาค่าเฉลี่ยของรายการดังกล่าวในอดีตและ/หรือการขยายตัวตามอัตราการขยายตัวของ GDP

2) รายได้ของ กฟผ.

รายได้ของงบการเงินรวม กฟผ. ประกอบด้วยรายการสำคัญ พร้อมสัดส่วนในช่วงปี 2550 – 2551 สรุปได้ตามตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.24 เปรียบเทียบโครงสร้างรายได้ระหว่างปี 2550 – 2551

โครงสร้างรายได้	2550		2551	
	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ	จำนวน (ล้านบาท)	ร้อยละ
1. รายได้จากการขายไฟฟ้า	332,300	93.2%	355,352	94.7%
2. รายได้จากการขายสินค้าและบริการอื่น	20,050	5.6%	16,922	4.5%
3. รายได้อื่น	4,234	1.2%	3,053	0.8%
รวม	356,584	100.0%	375,328	100.0%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

รายได้จากการขายไฟฟ้าเป็นรายได้หลักของ กฟผ. ประมาณร้อยละ 94 - 95 ของรายได้รวมทั้งหมด โดยมีปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง) โดยเปรียบเทียบกับต้นทุนขายและปริมาณการผลิตและซื้อ ตามตารางที่ 5.25

ตารางที่ 5.25 เปรียบเทียบรายได้จากการขายไฟฟ้าและต้นทุนขายไฟฟ้าระหว่างปี 2550 – 2551

	2550	2551
1. รายได้จากการขายไฟฟ้า (ล้านบาท)	332,300	355,352
2. ต้นทุนขายไฟฟ้า (ล้านบาท)	287,390	309,238
สัดส่วนระหว่างต้นทุนขาย/รายได้จากการขายไฟฟ้า (2/1)	86.5%	87.0%
3. ปริมาณการผลิตและซื้อไฟฟ้า (ล้าน kwh)	146,929	148,201
4. ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้า (ล้าน kwh)	139,610	141,558
สัดส่วนปริมาณจำหน่ายต่อปริมาณการผลิตและซื้อ (4/3)	95.0%	95.5%
ต้นทุนต่อหน่วย (บาท) (2/4)	2.06	2.18
รายได้ต่อหน่วย (บาท) (1/4)	2.38	2.51
ส่วนต่างระหว่างรายได้และต้นทุนต่อหน่วย	0.32	0.33

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

จากตารางที่ 5.25 พบว่าต้นทุนขายในช่วงปี 2550 – 2551 คิดเป็นประมาณร้อยละ 86-87 ของรายได้จากการขาย (เฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี เท่ากับร้อยละ 85.8) สัดส่วนปริมาณการจำหน่ายต่อปริมาณการผลิตของ กฟผ. และการซื้อไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณร้อยละ 95 - 95.5 (เฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี เท่ากับร้อยละ 94.78) และเมื่อเปรียบเทียบรายได้และต้นทุนต่อหน่วยพบว่าส่วนต่างระหว่างรายได้และต้นทุนต่อหน่วยอยู่ที่ประมาณ 0.33 บาทต่อหน่วย (เฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี เท่ากับ 0.33 บาทต่อหน่วย)

ในการจัดทำประมาณการรายได้จากการขายไฟฟ้า นักวิจัยกำหนดหลักการและสมมติฐานในการประมาณการ ที่สำคัญดังนี้

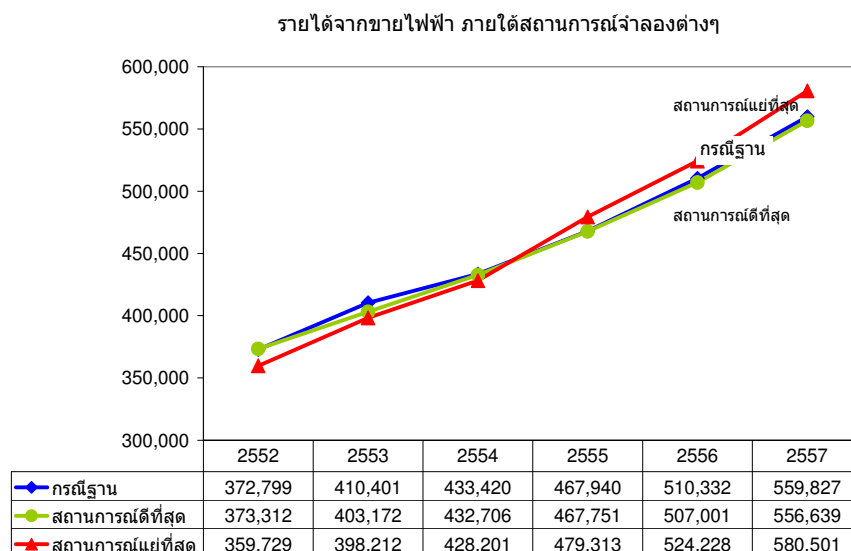
1) กำหนดให้สัดส่วนของต้นทุนขายไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 85.8 ของรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้งหมด โดยใช้เป็นสมมติฐานเดียวกันในทุกกรณีการวิเคราะห์

2) ในปี 2551 เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจถดถอยส่งผลให้ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและค่าซื้อไฟฟ้าสูงขึ้นเป็นอย่างมาก ดังนั้น ค่า F_t ที่คำนวณได้ตามสูตรค่า F_t ที่ใช้เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้ามีจำนวนสูงขึ้นตามต้นทุนที่สูงขึ้น แต่คณะกรรมการ กฟผ. มีมติให้เรียกเก็บค่า F_t ต่ำกว่าค่า F_t ที่คำนวณได้ เพื่อบรรเทาผลกระทบและภาระทางการเงินที่จะเกิดขึ้นกับประชาชน มีผลทำให้ กฟผ. มีรายได้ค้างรับจากส่วนต่างของค่า F_t ที่คำนวณได้ ตามสูตรค่า F_t กับค่า F_t ที่คณะกรรมการ กฟผ. มีมติให้เรียกเก็บ ในปี 2551 จำนวน 19,565.61 ล้านบาท ซึ่ง กฟผ. ได้รับรองและจะพิจารณาเฉลี่ยคืนให้แก่ กฟผ. ผ่านกระบวนการพิจารณาค่า F_t ให้ครบถ้วนภายในปี 2553 โดยไม่มีการตัดหนี้สูญ

จากการดำเนินนโยบายดังกล่าวของคณะกรรมการ กฟผ. นักวิจัยได้กำหนดให้เป็นปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญประการหนึ่งที่เกิดกับ กฟผ. ได้แก่ การไม่สามารถผลักภาระต้นทุนในการขายไฟฟ้าไปสู่ กฟภ. และ กฟน. ได้ทั้งหมดในปีที่เกิดค่าใช้จ่ายดังกล่าวขึ้น โดยต้องเฉลี่ยไปเป็นรายได้รับในปีถัดไป

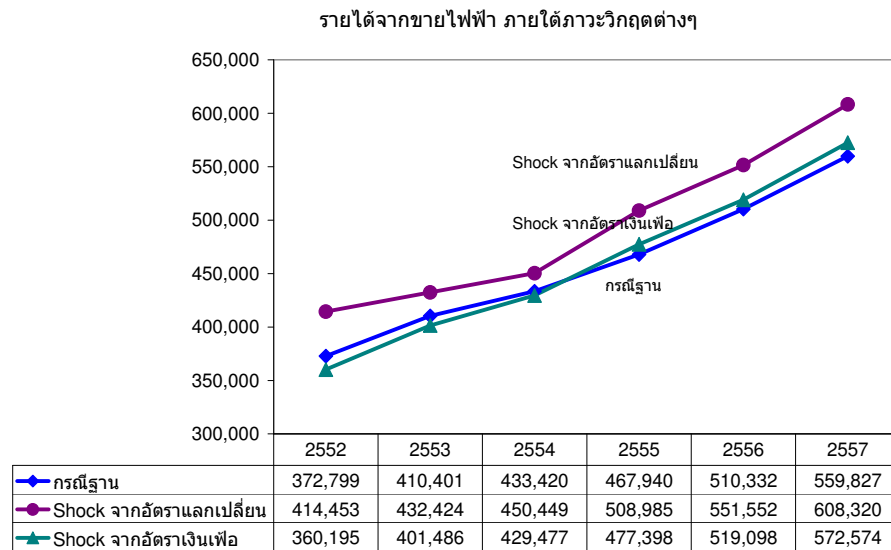
ดังนั้น ในการประมาณการรายได้จากการขายไฟฟ้า กรณีแยบที่สุด และภาวะวิกฤตจากอัตราแลกเปลี่ยนรวมทั้งภาวะวิกฤตจากอัตราเงินเฟ้อ นักวิจัยได้กำหนดให้ชะลอการรับรายได้ในอัตราร้อยละ 5.5 ของรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้งหมด ($19,565.61 / 355,352.49$) และทยอยเรียกเก็บใน 3 ปีถัดไป ผลลัพธ์จากการประมาณการรายได้จากการขายไฟฟ้าสามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.15 และ 5.16

แผนภาพที่ 5.15 รายได้จากการขายไฟฟ้า ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

แผนภาพที่ 5.16 รายได้จากการขายไฟฟ้า ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : ประเมินการโดยนักวิจัย

จากหลักการและสมมติฐานในการประมาณการรายได้จากการขายไฟฟ้างกล่าวข้างต้น มีผลของการประมาณการตามสถานการณ์จำลอง และการทดสอบภาวะวิกฤตต่างๆ ปรากฏตามแผนภาพที่ 5.15 และแผนภาพที่ 5.16 โดยมีข้อสังเกตที่สำคัญ ดังนี้

- รายได้จากการขายไฟฟ้าในทุกกรณีจะมีการเปลี่ยนแปลงตามรูปแบบการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด เนื่องจากกำหนดให้ต้นทุนขายไฟฟ้าเป็นอัตราส่วนคงที่ (ร้อยละ 85.8) ของรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้งหมด
- อย่างไรก็ตาม จากการใช้สมมติฐานการชะลอการเรียกเก็บรายได้จำนวนร้อยละ 5.5 ของรายได้จากการขายไฟฟ้าแต่ละปี ออกไปอีก 3 ปีในกรณีสถานการณ์แย่มากที่สุด ส่งผลให้ในช่วงปี 2552 – 2554 รายได้จากการขายไฟฟ้ากรณีแย่มากที่สุดลดต่ำลงอย่างเห็นได้ชัด และกลับไปใกล้เคียงหรือ สูงกว่า สถานการณ์อื่นๆ เล็กน้อยในระหว่างปี 2555-2557 ตามผลของต้นทุนขายไฟฟ้าที่สูงขึ้น

3) กำไรสุทธิของ กฟผ.

กำไรสุทธิในงบการเงินรวม กฟผ. มีโครงสร้างที่สำคัญ ตามตารางที่ 5.26 ซึ่งพบว่าความสามารถในการทำกำไรของ กฟผ. ในปี 2551 ลดลงจากปี 2550 เล็กน้อย อย่างไรก็ตามกำไรก่อนดอกเบี้ยจ่าย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA) ในปี 2551 ปรับตัวดีขึ้นร้อยละ 3.5 ดังนี้

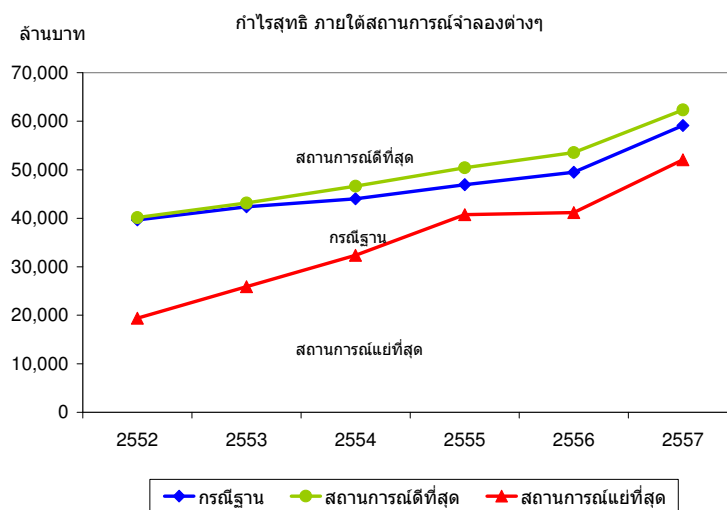
ตารางที่ 5.26 กำไรและอัตราส่วนการทำกำไรที่สำคัญระหว่างปี 2550 – 2551

	2550	2551
1. กำไรจากการดำเนินงาน (ล้านบาท)	45,192	46,590
2. กำไรสุทธิ (ล้านบาท)	31,988	27,902
สัดส่วนระหว่างกำไรสุทธิ/รายได้จากการดำเนินงาน	9.1%	7.5%
3. EBITDA	56,777	58,753

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

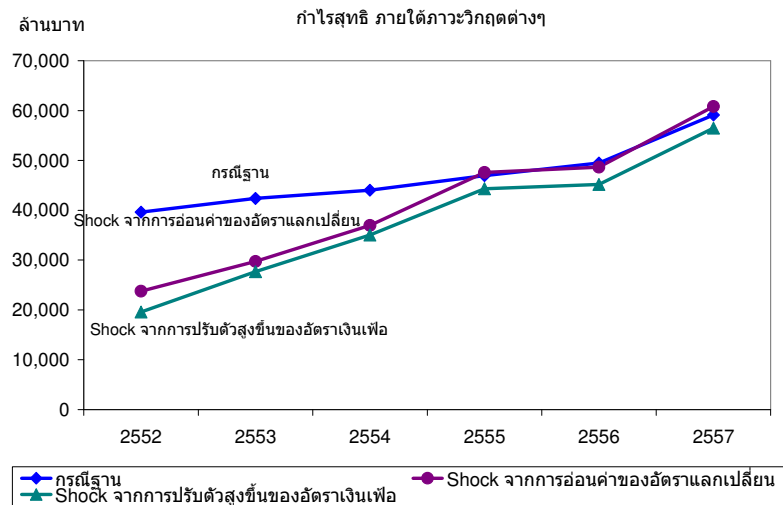
ผลการประมาณการกำไรสุทธิในสถานการณ์จำลองต่างๆ และภาวะวิกฤตปรากฏตามแผนภาพที่ 5.17 และแผนภาพที่ 5.18 พบว่า ในทุกกรณี กฟผ. ไม่มีการขาดทุนสุทธิ โดยกำไรสุทธิมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง แต่ในปี 2555 และ 2556 กำไรสุทธิอยู่ในระดับค่อนข้างคงที่ในกรณีของสถานการณ์แย่มากที่สุด และภาวะวิกฤต

แผนภาพที่ 5.17 กำไรสุทธิ ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : ประมาณการ โดยนักวิจัย

แผนภาพที่ 5.18 กำไรสุทธิ ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

เมื่อพิจารณาความสามารถในการทำกำไร ได้แก่ อัตรากำไรสุทธิต่อรายได้จากการดำเนินงาน (อัตรากำไรสุทธิ) พบว่า กรณีสถานการณ์ดีที่สุดจะมีอัตรากำไรสุทธิสูงสุดระหว่างร้อยละ 6.14 – 7.10 ในกรณีแย่งที่สุดมีอัตราส่วนกำไรสุทธิต่ำที่สุดระหว่างร้อยละ 0.85 – 6.16 และเมื่อทดสอบภาวะวิกฤต กฟผ. ยังสามารถมีกำไรและปรับเพิ่มสูงขึ้นเป็นลำดับ (ตารางที่ 5.27)

ตารางที่ 5.27 อัตราส่วนกำไรสุทธิต่อรายได้จากการดำเนินงาน ปี 2552 – 2557

อัตราส่วนกำไรสุทธิ	2552	2553	2554	2555	2556	2557
- กรณีฐาน	6.16	6.04	5.84	5.74	5.47	6.42
- กรณีดีที่สุด	7.10	6.86	6.70	6.52	6.14	6.73
- กรณีแย่งที่สุด	0.85	2.44	3.82	5.19	4.83	6.16
- ภาวะวิกฤต - FX	1.63	2.63	3.77	5.05	4.47	5.66
- ภาวะวิกฤต - Inflation	0.82	2.54	3.84	5.13	4.61	5.89

ที่มา : ประมาณการ โดยนักวิจัย

4) หนึ่งค้ำของ กฟผ.

จากการพิจารณาหนึ่งค้ำรวม ณ สิ้นปี ของ กฟผ. จากแผนการชำระหนี้ของ กฟผ. พบว่า หนึ่งค้ำรวม ณ สิ้นปี มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยในช่วงปี 2550 – 2551 หนึ่งค้ำรวม ณ สิ้นปีลดลงจาก 76,094 ล้านบาท เป็น 69,371 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 8.8 และเมื่อพิจารณาสัดส่วน องค์ประกอบของหนึ่งค้ำรวม ณ สิ้นปี พบว่า เป็นหนี้ต่างประเทศร้อยละ 35.6 และหนี้ในประเทศร้อยละ 66.5 (รายละเอียดตามตารางที่ 5.28)

ตารางที่ 5.28 เปรียบเทียบโครงสร้างหนี้คงค้างระหว่างปี 2550- 2551

หน่วย : ล้านบาท

	2550		2551	
	จำนวน	ร้อยละ +/-	จำนวน	ร้อยละ +/-
หนี้คงค้างรวม ณ สิ้นปี	76,094	-9.4%	69,371	-8.8%
หนี้ในประเทศ (Domestic Currency)	49,011	-3.6%	46,164	-5.8%
<i>สัดส่วนต่อหนี้คงค้างรวม</i>	<i>64.4%</i>		<i>66.5%</i>	
หนี้ต่างประเทศ (Foreign Currency)	27,083	-18.4%	23,206	-14.3%
<i>สัดส่วนต่อหนี้คงค้างรวม</i>	<i>35.6%</i>		<i>33.5%</i>	

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

เพื่อให้เห็นภาพสถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปีในอนาคต คณะนักวิจัยได้จัดทำประมาณการสถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ในสถานการณ์ต่าง ๆ โดยมีสมมติฐาน ดังปรากฏในตารางที่ 5.29 ทั้งนี้ ผู้วิจัยได้กำหนดสมมติฐานให้อัตราการชำระคืนหนี้คงค้าง และอัตราการชำระคืนหนี้ใหม่ในการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองสูงขึ้นในสถานการณ์ดีที่สุด และต่ำลงในสถานการณ์แย่ที่สุด ส่วนอัตราการชำระคืนหนี้คงค้าง และอัตราการชำระคืนหนี้ใหม่ในการทดสอบภาวะวิกฤตกำหนดคงที่เท่ากับกรณีฐาน ซึ่งเท่ากับร้อยละ 35 และ 25 ตามลำดับ เพื่อสามารถให้เห็นถึงผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในแต่ละกรณีได้ชัดเจนยิ่งขึ้น อย่างไรก็ดี ในความเป็นจริงแล้วอัตราการชำระคืนหนี้ดังกล่าวอาจจะปรับเปลี่ยนตามนโยบายการบริหารหนี้เพื่อให้สามารถบริหารหนี้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 5.29 สมมติฐานของสถานการณ์จำลอง และภาวะวิกฤตในการประมาณหนี้ ปี 2552 - 2557

สมมติฐานสถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis)	สถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน (Beseline)						สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenario)						สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenario)					
	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2552	2553	2554	2555	2556	2557
สมมติฐานเกี่ยวกับหนี้																		
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของหนี้ในประเทศ (ร้อยละ)	4	6	6	6	6	6	4	6	5	5	5	5	10	11	10	10	10	10
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของหนี้ต่างประเทศ (ร้อยละ)	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	4	3	3	3	3	3
สัดส่วนหนี้ระยะยาวต่อหนี้ระยะสั้น (ร้อยละ)	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
สัดส่วนหนี้ต่างประเทศต่อหนี้ในประเทศ (ร้อยละ)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
อัตราการชำระคืนหนี้ใหม่ (ร้อยละ)	25	25	25	25	25	25	35	35	35	35	35	35	20	20	20	20	20	20
อัตราการชำระคืนหนี้คงค้าง (ร้อยละ)	35	35	35	35	35	35	45	45	45	45	45	45	25	25	25	25	25	25

สมมติฐานการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test)	ความผันผวนจากการอ่อนค่าของ อัตราแลกเปลี่ยน						ความผันผวนจากการปรับตัวสูงขึ้นของ อัตราเงินเฟ้อทั่วไป					
	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2552	2553	2554	2555	2556	2557
สมมติฐานเกี่ยวกับหนี้												
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของหนี้ในประเทศ (ร้อยละ)	8	10	9	10	10	10	10	11	10	10	10	10
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของหนี้ต่างประเทศ (ร้อยละ)	6	5	5	5	5	5	4	3	3	3	3	3
สัดส่วนหนี้ระยะยาวต่อหนี้ระยะสั้น (ร้อยละ)	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
สัดส่วนหนี้ต่างประเทศต่อหนี้ในประเทศ (ร้อยละ)	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
อัตราการชำระคืนหนี้ใหม่ (ร้อยละ)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
อัตราการชำระคืนหนี้คงค้าง (ร้อยละ)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

ที่มา : กำหนดโดยนักวิจัย

จากผลการประมาณการพบว่า สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และเพิ่มขึ้นจากปี 2551 ซึ่งเป็นข้อมูลจริงอย่างเห็นได้ชัด เนื่องจาก กฟผ. มีแผนการลงทุนและแผนการก่อหนี้ที่จะดำเนินการในอนาคตเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ (รายละเอียดตามตารางที่ 5.30)

ตารางที่ 5.30 คาดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ระหว่างปี 2552 – 2557

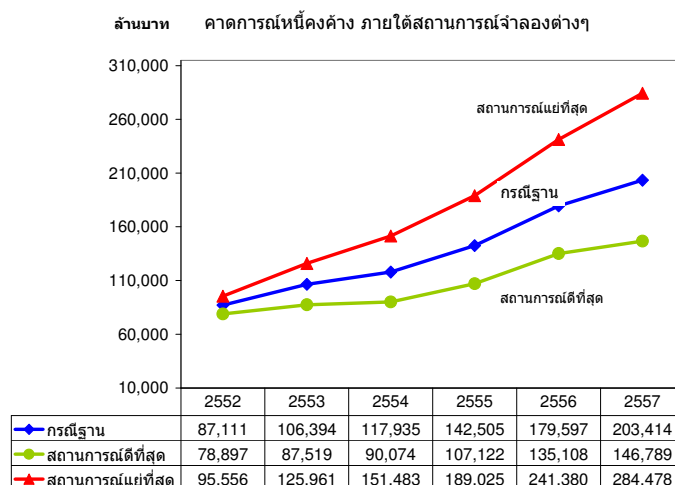
หน่วย : ล้านบาท

หนี้คงค้างรวม ณ สิ้นปี	2552	2553	2554	2555	2556	2557
1. โครงการวิจัย - กรณีฐาน	87,111	106,394	117,935	142,505	179,597	203,414
2. โครงการวิจัย - สถานการณ์ดีที่สุด	78,782	87,513	90,122	107,149	135,123	146,798
3. โครงการวิจัย - สถานการณ์แย่ที่สุด	96,218	127,183	152,671	189,916	242,048	284,980
4. ภาวะวิกฤต - FX	96,162	112,569	121,949	145,114	181,293	204,517
5. ภาวะวิกฤต - Inflation	87,865	106,718	118,574	143,269	180,201	203,888

ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาคาดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ระหว่างปี 2552 – 2557 ภายใต้อาณัติการจำลองต่าง ๆ พบว่า ปริมาณหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี นั้นแปรผกผันกับภาวะเศรษฐกิจ โดยในสถานการณ์ที่ดีที่สุด สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี จะอยู่ในระดับต่ำที่สุด ในขณะที่สถานการณ์แย่ที่สุด สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี จะอยู่ในระดับสูงที่สุด (รายละเอียดตามแผนภาพที่ 5.19)

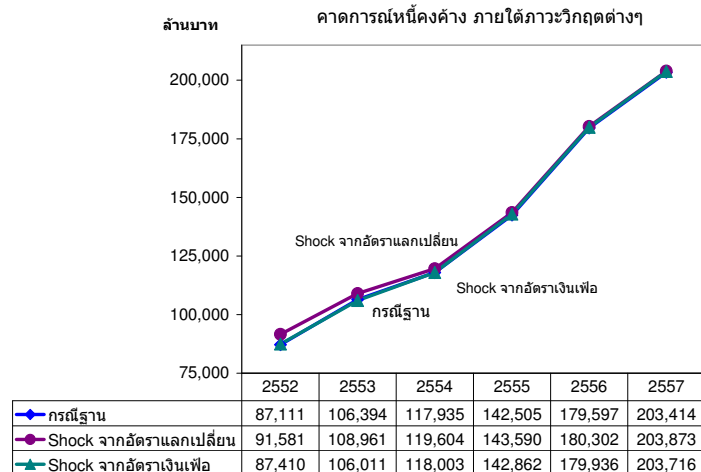
แผนภาพที่ 5.19 คาดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ภายใต้อาณัติการจำลองต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

ในกรณีทดสอบภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าของเงินบาท (Covariance on foreign Exchange rate) และภาวะวิกฤตการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ (Covariance on inflation) พบว่า ภาวะวิกฤตทั้ง 2 กรณีส่งผลให้ปริมาณหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี สูงกว่ากรณีฐานทั้งสิ้น อย่างไรก็ตาม ภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าของเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อสถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี มากกว่าภาวะวิกฤตจากอัตราเงินเฟ้อ (รายละเอียดตามแผนภาพที่ 5.20)

แผนภาพที่ 5.20 คัดการณ์สถานะหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

5.1.3 การวิเคราะห์ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังจากแบบจำลองประเมินความเสี่ยง

ทางการคลังจากหน่วยงานภาครัฐของ IMF

การวิเคราะห์ผลกระทบตามตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลัง 3 ตัว ตามแนวคิดของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) แบ่งออกเป็น 3 หัวข้อย่อย ได้แก่ 1) เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล 2) หนี้สุทธิของ กฟผ. และ 3) ความสามารถในการสะสมทุนหรือความต้องการเงินทุนของ กฟผ. โดยการวิเคราะห์ในแต่ละหัวข้อย่อยแบ่งผลลัพธ์ออกเป็น 2 ส่วน คือ ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario Analysis) และผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

1) เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล

ตัวชี้วัดเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาลในการศึกษานี้หมายถึง ส่วนต่างของรายรับเงินงบประมาณของ กฟผ. จากรัฐบาล และรายจ่ายของ กฟผ. ให้กับรัฐบาล ตัวชี้วัดนี้ใช้ในการศึกษาและประเมินผลกระทบต่อรายได้และการใช้จ่ายงบประมาณของรัฐบาล กล่าวคือ กรณีที่ กฟผ. มีความต้องการเงินรับจากงบประมาณของรัฐบาลมากขึ้นสะท้อนถึงการดำเนินงานของ กฟผ. ที่ส่งผลกระทบต่อรายได้และงบประมาณของรัฐบาล ในทางตรงกันข้าม กรณีที่ กฟผ. มีผลประกอบการดี กฟผ.

อาจนำส่งรายได้ให้กับรัฐบาลมากกว่าที่จะขอรับความช่วยเหลือจากรัฐบาล หรือเรียกว่า “Net Contribution of SOE to the budget” ซึ่งเป็นผลบวกกับรายได้และงบประมาณของรัฐบาล

จากการศึกษาข้อมูลในงบการเงินของ กฟผ. ในช่วงปี 2547 - 2551 พบว่า กฟผ. มีรายรับจากงบประมาณ 2 รายการ ได้แก่ เงินงบประมาณสมทบเป็นทุน และเงินงบประมาณสมทบเพื่อก่อสร้างเขื่อน และมีรายจ่ายให้กับรัฐบาล 2 รายการ ได้แก่ รายได้นำส่งคลังของ กฟผ. และภาษีเงินได้นิติบุคคล ซึ่งเป็นรายจ่ายภาษีของบริษัทร่วมของ กฟผ. สำหรับสาระสำคัญของรายรับและรายจ่ายที่แสดงถึงผลกระทบต่องบประมาณของรัฐบาลมี ดังนี้

1.1) รายรับของ กฟผ. จากงบประมาณของรัฐบาล

- เงินงบประมาณสมทบเป็นทุน: กฟผ. ได้รับงบประมาณจากรัฐบาลเพื่อสมทบเป็นทุนในจำนวนที่คงที่เท่ากับ 6,507.64 ล้านบาทต่อปีมาโดยตลอด
- เงินงบประมาณสมทบเพื่อก่อสร้างเขื่อน: กฟผ. ได้รับเงินงบประมาณสมทบจากรัฐบาล เพื่อเป็นเงินสมทบในโครงการก่อสร้างเขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนบางลาง เขื่อนสิรินธร เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนปากมูล เมื่อหักค่าเสื่อมแล้วคิดเป็นมูลค่าประมาณปีละ 2,800 ล้านบาท

1.2) รายจ่ายของ กฟผ. ให้กับรัฐบาล

- รายได้นำส่งคลัง : ก่อนปี 2550 กฟผ. ได้คำนวณเงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลังในอัตราร้อยละ 35 ของกำไรสุทธิก่อนหักค่าใช้จ่ายสำรองโบนัส และภายหลังรายการปรับปรุงส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) ในบริษัทย่อย บริษัทร่วม และกิจการร่วมค้าตามวิธีส่วนได้เสีย และเงินปันผลรับหลังจาก ปี 2550 เป็นต้นมา กฟผ. ได้เปลี่ยนแปลงวิธีการบันทึกบัญชีเงินลงทุนในบริษัทย่อย กิจการที่ควบคุมร่วมกัน และบริษัทร่วมในงบการเงินเฉพาะ กฟผ. จากวิธีส่วนได้เสีย¹⁴ มาเป็นวิธีราคาทุน¹⁵ และรับรู้รายได้เงินปันผลเมื่อมีสิทธิได้รับเงินปันผล โดยเปลี่ยนแปลงวิธีการคำนวณเงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลังเป็นอัตราร้อยละ 40 ของกำไรสุทธิก่อนค่าใช้จ่ายสำรองโบนัส โดยกำไรสุทธิก่อนค่าใช้จ่ายสำรองโบนัสคำนวณได้จากกำไรสุทธิบวกค่าใช้จ่ายสำรองโบนัส หักเงินปันผลรับ และรายได้ Ft รับล่วงหน้า

¹⁴ วิธีส่วนได้เสีย หมายถึง วิธีการบัญชีสำหรับผู้ร่วมค้าในกิจการที่ควบคุมร่วมกันโดยบันทึกส่วนได้เสียในการร่วมค้าเริ่มแรกด้วยราคาทุน และปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นภายหลังในสินทรัพย์สุทธิของกิจการที่ควบคุมร่วมกันตามสัดส่วนของผู้ร่วมค้า กำไรหรือขาดทุนของผู้ร่วมค้ารวมส่วนแบ่งในผลการดำเนินงานของกิจการที่ควบคุมร่วมกันตามสัดส่วนของผู้ร่วมค้า (มาตรฐานการบัญชี ฉบับที่ 46 (ปรับปรุง 2550) เรื่องส่วนได้เสียในการร่วมค้า)

¹⁵ วิธีราคาทุน หมายถึง วิธีการบัญชีสำหรับเงินลงทุน ซึ่งรับรู้รายการด้วยราคาทุน โดยผู้ลงทุนจะรับรู้รายได้จากเงินลงทุนเมื่อผู้ลงทุนได้รับการปันส่วนรายได้จากกำไรสะสมของกิจการที่ถูกลงทุนหลังจากวันที่ได้ลงทุนในกิจการนั้น ทั้งนี้ การปันส่วนรายได้ที่ได้รับในส่วนที่เกินกว่ากำไรดังกล่าวให้ถือว่าเป็นการคืนเงินลงทุน ซึ่งจะรับรู้รายการโดยการลดราคาทุนของเงินลงทุนนั้น (มาตรฐานการบัญชี ฉบับที่ 44 (ปรับปรุง 2550) เรื่อง งบการเงินรวมและงบการเงินเฉพาะกิจการ)

● **ภาษีเงินได้นิติบุคคล :** กฟผ. ได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล เนื่องจากเป็นรัฐวิสาหกิจ รายจ่ายภาษีเงินได้นิติบุคคลในงบการเงินรวมของ กฟผ. จึงเป็นรายจ่ายของบริษัทย่อย (Subsidiary Company) ของ กฟผ. โดยรายจ่ายภาษีเงินได้นิติบุคคลส่วนใหญ่เป็นรายจ่ายของบริษัทผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) ส่วนบริษัทรวมอื่นๆ ที่ได้รับสิทธิยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการลงทุน พ.ศ. 2550 และกิจการร่วมค้าอื่นๆ ที่มีผลการดำเนินงานขาดดุลได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล

จากข้อมูลรายรับจากงบประมาณและรายจ่ายให้กับรัฐบาลที่แสดงอยู่ในงบการเงินรวมของ กฟผ. ในช่วงปี 2547-2551 พบว่า กฟผ. จ่ายเงินสุทธิให้กับรัฐบาล (รายจ่ายของ กฟผ. ให้กับรัฐบาลสูงกว่ารายรับจากงบประมาณ) เนื่องจาก กฟผ. มีรายได้นำส่งคลังที่คำนวณจากอัตราร้อยละ 40 ของกำไรสุทธิก่อนค่าใช้จ่ายสำรองโบนัสคิดเป็นสัดส่วนสูง เมื่อเปรียบเทียบกับเงินงบประมาณที่ กฟผ. รับจากรัฐบาล สมทบเพื่อเป็นทุนและสมทบเพื่อก่อสร้างเขื่อนต่างๆ รายละเอียดปรากฏในตารางที่ 5.31 ดังนี้

ตารางที่ 5.31 เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณ ในช่วงปี 2547-2551

หน่วย : ล้านบาท

	2547	2548	2549	2550	2551
รายรับจากงบประมาณ	9,563	9,501	9,438	9,376	9,314
เงินงบประมาณสมทบเป็นทุน	6,508	6,508	6,508	6,508	6,508
เงินงบประมาณเพื่อก่อสร้างเขื่อน	2,868	2,848	2,841	2,852	2,847
เงินอุดหนุนจากรัฐบาล	0	0	0	0	0
รายจ่ายให้กับรัฐบาล	13,577	14,021	15,059	18,628	11,680
รายได้นำส่งคลัง (ตามจำนวนเงินและปีที่จ่ายจริง)	13,541	13,932	14,984	18,531	11,463
ภาษีเงินได้นิติบุคคลของบริษัทรวม	36	90	75	97	217
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	4,014	4,521	5,621	9,252	2,367
+ คือ สุทธิจ่ายให้กับรัฐบาล / - คือ สุทธิรับจากงบประมาณ					

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการคำนวณของนักวิจัย

ทั้งนี้ แนวคิดที่ใช้ในการประมาณการรายรับจากงบประมาณและรายจ่ายให้กับรัฐบาลในช่วงปี 2552-2557 มีดังนี้

- 1) การประมาณการเงินงบประมาณสมทบเป็นทุนในช่วงปี 2552 – 2557 กำหนดให้คงที่เท่ากับช่วงก่อนหน้านี้
- 2) การประมาณการเงินประมาณสมทบเพื่อก่อสร้างเขื่อนนั้นคำนวณจากค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ 3 ของปีก่อนหน้า¹⁶

¹⁶ **ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ :** เมื่อมีการสำรวจข้อมูลพบว่าลักษณะของข้อมูลในอดีตไม่คงที่ มีการเปลี่ยนแปลงไปตามกาลเวลาดังนั้นจึงไม่ควรใช้ข้อมูลในอดีตที่ย้อนหลังไกลเกินไปการพยากรณ์ควรขึ้นอยู่กับข้อมูลในอดีตที่ใกล้ตัว คือ ข้อมูลที่เพิ่งผ่านมาไม่นานการหาค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ เป็นการใช้อยู่ย้อนหลังไป 2 ครั้ง 3 ครั้งn ครั้ง ซึ่งจะเรียกค่าเฉลี่ยนี้ว่า ค่าเฉลี่ยเคลื่อนที่ n เดือน

3) การประมาณการรายได้ นำส่งคลังตามจำนวนและปีที่จ่ายจริงในช่วงปี 2552-2557 คำนวณจากผลคูณของสัดส่วนรายได้ นำส่งคลังต่อกำไรก่อนกำไรสุทธิส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อยเฉลี่ย 3 ปี (2549-2551) กับประมาณกำไรก่อนกำไรสุทธิส่วนที่เป็นของผู้ถือหุ้นส่วนน้อย

4) การประมาณการรายจ่ายภาษีเงินได้นิติบุคคลในปีที่ t คำนวณจากภาษีเงินได้นิติบุคคลปีที่ t คูณสัดส่วนรายได้จากการดำเนินงานปีที่ t ต่อรายได้จากการดำเนินงานปีที่ $t-1$

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) กับตัวชี้วัดเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาลแสดงอยู่ในตารางที่ 5.32 ดังนี้

ตารางที่ 5.32 ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองกับเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557

หน่วย : ล้านบาท

เงินรับ-จ่ายสุทธิ	2552	2553	2554	2555	2556	2557	รวม
สถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน							
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	8,427	9,590	10,293	11,493	12,576	16,565	68,943
<u>รายจ่ายให้กับรัฐบาล</u>	17,803	18,945	19,641	20,853	21,930	25,919	125,091
+ รายจ่ายภาษีอากรให้แก่รัฐบาล	227	250	264	285	311	340	1,677
+ เงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	17,575	18,695	19,377	20,568	21,620	25,578	123,414
<u>รายรับจากงบประมาณ</u>	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
- เงินงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
สถานการณ์ดีที่สุด							
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	8,638	9,904	11,350	12,923	14,235	17,878	74,928
เปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	211	314	1,057	1,430	1,659	1,313	5,985
<u>รายจ่ายให้กับรัฐบาล</u>	18,014	19,259	20,699	22,283	23,589	27,232	131,076
+ รายจ่ายภาษีอากรให้แก่รัฐบาล	228	246	264	285	309	339	1,672
+ เงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	17,786	19,013	20,435	21,998	23,280	26,893	129,404
<u>รายรับจากงบประมาณ</u>	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
- เงินงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
สถานการณ์แย่ที่สุด							
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	110	2,819	5,501	8,963	9,170	13,667	40,231
เปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-8,317	-6,771	-4,792	-2,530	-3,406	-2,898	-28,712
<u>รายจ่ายให้กับรัฐบาล</u>	9,486	12,175	14,850	18,323	18,525	23,021	96,379
+ รายจ่ายภาษีอากรให้แก่รัฐบาล	220	243	261	291	318	351	1,683
+ เงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	9,266	11,932	14,589	18,032	18,207	22,670	94,695
<u>รายรับจากงบประมาณ</u>	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
- เงินงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148

ที่มา : การคำนวณของนักวิจัย

กรณีฐาน (Baseline Scenarios) ผลการประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณตลอดช่วงปี 2552 – 2557 พบว่า กฟผ. สุทธิแล้วจ่ายเงินให้รัฐบาลตลอดช่วงที่ประมาณการ กล่าวคือ กฟผ. มีรายจ่ายให้กับรัฐบาลเป็นจำนวนที่มากกว่ากว่ารายรับจากงบประมาณ โดยรายจ่ายของ กฟผ. ให้กับรัฐบาลของส่วนใหญ่นั้นเป็นรายได้ นำส่งคลังที่ กฟผ. จ่ายให้กับรัฐบาลในอัตราร้อยละ 40 ของ

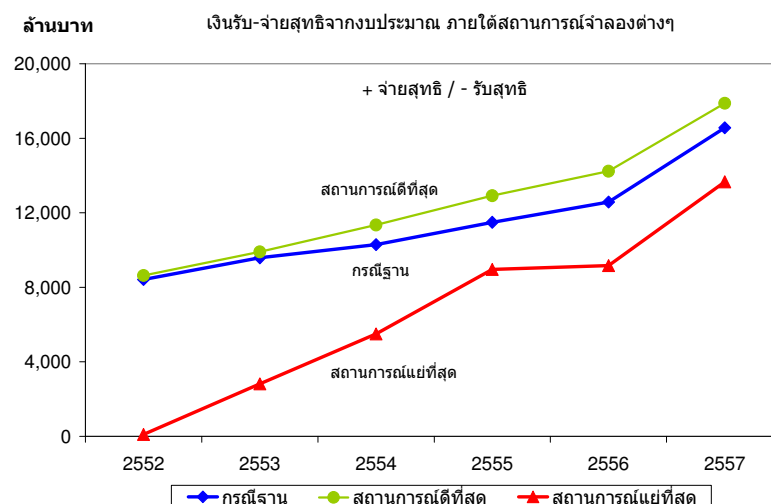
กำไรสุทธิก่อนค่าใช้จ่ายสำรองโบนัส ในปี 2552 ประมาณการว่า กฟผ. จ่ายสุทธิให้กับรัฐบาลจำนวน 8,427 ล้านบาท และจ่ายสุทธิเพิ่มขึ้นเป็น 16,565 ล้านบาทในปี 2557 คิดเป็นเงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาลจำนวน 6.8 หมื่นล้านบาท

สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic Scenarios) ผลการประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณตลอดช่วงปี 2552 – 2557 พบว่า กฟผ. สุทธิแล้วจ่ายเงินให้รัฐบาลตลอดช่วงที่ประมาณการ กล่าวคือ กฟผ. มีรายจ่ายให้กับรัฐบาลเป็นจำนวนที่มากกว่ารายรับจากงบประมาณ ในปี 2552 ประมาณการว่า กฟผ. จ่ายสุทธิให้กับรัฐบาลจำนวน 8,638 ล้านบาท และจ่ายสุทธิเพิ่มขึ้นเป็น 17,878 ล้านบาท ในปี 2557 การเพิ่มขึ้นดังกล่าวเป็นผลสืบเนื่องมาจาก กฟผ. มีรายได้นำส่งคลังเพิ่มขึ้นตามกำไรสุทธิที่เพิ่มขึ้นในสถานการณ์ดีที่สุด ทั้งนี้ กฟผ. จ่ายเงินสุทธิให้กับรัฐบาลในช่วงปี 2552 – 2557 จำนวน 7.4 หมื่นล้านบาท สูงกว่ากรณีฐานเท่ากับ 5,985 ล้านบาท หรือสูงขึ้นจากกรณีฐานประมาณร้อยละ 8.7

สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic Scenarios) ผลการประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณตลอดช่วงปี 2552 – 2557 พบว่า กฟผ. สุทธิแล้วจ่ายเงินให้รัฐบาล กล่าวคือ กฟผ. มีรายจ่ายให้กับรัฐบาลมากกว่ารายรับจากงบประมาณ ในปี 2552 ประมาณการว่า กฟผ. จ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิจำนวน 110 ล้านบาท และจ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิเพิ่มขึ้นเป็น 13,667 ล้านบาทในปี 2557 จะเห็นได้ว่า กฟผ. สุทธิแล้วมีรายจ่ายให้กับรัฐบาลน้อยกว่ากรณีฐานและสถานการณ์ดีที่สุด เนื่องจากเงินรายได้นำส่งคลังของ กฟผ. ลดลงตามกำไรสุทธิของ กฟผ. ที่ลดลงในสถานการณ์แย่ที่สุด ทั้งนี้ กฟผ. จ่ายเงินสุทธิให้กับรัฐบาลในช่วงปี 2552 – 2557 จำนวน 4.0 หมื่นล้านบาทต่ำกว่ากรณีฐานเท่ากับ 28,712 ล้านบาท หรือต่ำลงจากกรณีฐานประมาณร้อยละ 41.6

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) กับเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณสามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.21

แผนภาพที่ 5.21 ประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิ ปี 2552-2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : การคำนวณของนักวิจัย

ผลลัพธ์จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองกับเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาลแสดงอยู่ในตารางที่ 5.33 ดังนี้

ตารางที่ 5.33 ผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤตกับเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557

หน่วย : ล้านบาท

เงินรับ-จ่ายสุทธิ	2552	2553	2554	2555	2556	2557	รวม
สถานการณ์ปกติ หรือ กรณีฐาน							
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	8,427	9,590	10,293	11,493	12,576	16,565	68,943
รายจ่ายให้กับรัฐบาล	17,803	18,945	19,641	20,853	21,930	25,919	125,091
+ รายจ่ายภาษีอากรให้แก่รัฐบาล	227	250	264	285	311	340	1,677
+ เงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	17,575	18,695	19,377	20,568	21,620	25,578	123,414
รายรับจากงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
- เงินงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน							
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	1,943	4,416	7,400	11,788	12,254	17,300	55,101
เปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-6,484	-5,174	-2,893	295	-322	735	-13,842
รายจ่ายให้กับรัฐบาล	11,319	13,771	16,748	21,148	21,609	26,654	111,248
+ รายจ่ายภาษีอากรให้แก่รัฐบาล	252	263	275	310	336	371	1,806
+ เงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	11,067	13,508	16,473	20,838	21,273	26,284	109,442
รายรับจากงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
- เงินงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
การปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อ							
เงินจ่ายสุทธิให้กับรัฐบาล	187	3,559	6,598	10,436	10,816	15,488	47,084
เปลี่ยนแปลงจากกรณีฐาน	-8,240	-6,031	-3,695	-1,057	-1,760	-1,077	-21,859
รายจ่ายให้กับรัฐบาล	9,563	12,914	15,946	19,795	20,171	24,842	103,232
+ รายจ่ายภาษีอากรให้แก่รัฐบาล	220	245	262	290	316	348	1,680
+ เงินรายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	9,343	12,670	15,684	19,505	19,855	24,495	101,552
รายรับจากงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148
- เงินงบประมาณ	9,376	9,355	9,348	9,360	9,354	9,354	56,148

ที่มา : การคำนวณของนักวิจัย

การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับตัวชี้วัดเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557 ในการศึกษาแบ่งออกเป็น 2 ส่วน

ส่วนแรกคือ การทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากความผันผวนของอัตรา

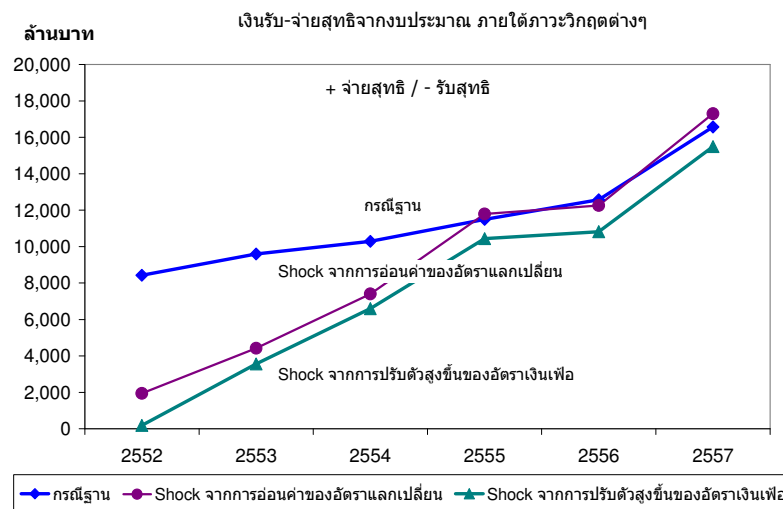
แลกเปลี่ยน (Exchange rate shock) ที่อ่อนค่าจากกรณีฐานร้อยละ 30 กับตัวชี้วัดเงินรับ-จ่ายสุทธิพบว่า กฟผ. มีรายรับจากงบประมาณสูงกว่ารายจ่ายให้กับรัฐบาล ในปี 2552 กฟผ. จ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิ 1,943 ล้านบาท โดย กฟผ. จ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิเพิ่มขึ้นเป็น 17,300 ล้านบาทในปี 2557 โดยรวมในช่วงปี 2552 -2557 กฟผ. จ่ายเงินสุทธิให้กับรัฐบาลจำนวนประมาณ 5.5 หมื่นล้านบาท ลดลงจากกรณีฐานจำนวน 13,842 ล้านบาท หรือลดลงจากกรณีฐานร้อยละ 20.1 เนื่องจากการอ่อนค่าของอัตรา

แลกเปลี่ยนส่งผลให้กำไรสุทธิของ กฟผ. ลดลงจากกรณีฐาน ทำให้รายได้นำส่งคลังที่ กฟผ. จ่ายให้กับรัฐบาลลดลงเช่นเดียวกัน

ส่วนที่สองคือ **การทดสอบภาวะวิกฤตที่เกิดจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย (Inflation rate shock)** ที่ปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 1 จากกรณีฐาน พบว่า กฟผ. มีรายจ่ายให้กับรัฐบาลสูงกว่ารายรับจากงบประมาณเช่นเดียวกับการทดสอบภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยน แต่ผลกระทบจากการปรับตัวสูงขึ้นเงินเพื่อต่อเงินรับ-จ่ายสุทธิมีมากกว่า จะเห็นได้จากปี 2552 กฟผ. จ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิ 187 ล้านบาท ซึ่งต่ำกว่ากรณีภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยน และมีรายจ่ายให้กับรัฐบาลเพิ่มขึ้นเป็น 15,488 ล้านบาท ในปี 2557 รวมตลอดช่วงปี 2552 – 2557 กฟผ. จ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิ 47,847 ล้านบาท ลดลงจากกรณีฐาน 21,859 ล้านบาท หรือลดลงจากกรณีฐานร้อยละ 31.7 สาเหตุสำคัญที่ทำให้ กฟผ. จ่ายเงินให้กับรัฐบาลสุทธิลดลง สืบเนื่องมาจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปส่งผลให้กำไรสุทธิที่ใช้ในการคำนวณรายได้นำส่งคลังของ กฟผ. ลดลงตามไปด้วย

ผลลัพธ์จากการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) กับเงินรับ-จ่ายสุทธิสามารถแสดงอยู่ในรูปได้ดังปรากฏในแผนภาพที่ 5.22

แผนภาพที่ 5.22 ประมาณการเงินรับ-จ่ายสุทธิ ในช่วงปี 2552-2557 ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การคำนวณของนักวิจัย

2) หนี้สุทธิของ กฟผ.

ตัวชี้วัดหนี้สุทธิของรัฐบาลในการศึกษานี้หมายถึง หนี้ทั้งหมดของ กฟผ. หักด้วยทรัพย์สินหมุนเวียนทั้งหมดของ กฟผ. ตัวชี้วัดนี้ใช้ในการประเมินผลความสามารถในการชำระหนี้จากทรัพย์สินหมุนเวียนที่มีอยู่ กล่าวคือ การเพิ่มขึ้นของหนี้สุทธิของรัฐบาลก็จะสะท้อนให้เห็นถึงความต้องการด้านเงินทุนของรัฐบาลให้เพิ่มขึ้น ซึ่งมีผลทางลบต่อความสามารถในการจ่ายเงินของ กฟผ. และทำให้ กฟผ. ไม่สามารถนำส่งรายได้ เงินภาษี เงินปันผล และดอกเบี้ยเงินกู้ ให้แก่รัฐบาลตามแผนที่

กำหนดไว้ได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีหากมีการก่อหนี้ภายใต้การค้ำประกันของรัฐบาลในระดับสูง ก็สามารถถือเป็นการเพิ่มความเสี่ยงให้แก่รัฐบาลที่จะต้องให้การสนับสนุนทางการเงิน (Financial Support) และมีความเป็นไปได้สูงที่จะส่งผลกระทบต่อรายได้และงบประมาณของรัฐบาลในอนาคต

โดยผู้วิจัยเริ่มพิจารณาจากงบดุลของ กฟผ. พบว่า โครงสร้างหนี้สินของ กฟผ. ระหว่างปี 2550- 2551 มีแนวโน้มลดลง โดยในช่วงดังกล่าว หนี้สินของ กฟผ. ลดลงจาก 193,776 ล้านบาท เป็น 183,689 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 5.2 และเมื่อพิจารณาสัดส่วนองค์ประกอบของหนี้สินของ กฟผ. พบว่าสัดส่วนระหว่างหนี้สินหมุนเวียนและหนี้ไม่หมุนเวียนมีจำนวนเกือบเท่ากัน (รายละเอียดตามตารางที่ 5.34)

ตารางที่ 5.34 เปรียบเทียบโครงสร้างหนี้สินระหว่างปี 2550- 2551

หน่วย : ล้านบาท

	2550		2551	
	จำนวน	ร้อยละ +/-	จำนวน	ร้อยละ +/-
หนี้สินหมุนเวียน	95,080	22.50%	91,211	-4.10%
สัดส่วน	49.10%		49.70%	
หนี้ไม่หมุนเวียน	98,697	-13.80%	92,479	-6.30%
สัดส่วน	50.90%		50.30%	
รวมหนี้สิน	193,776	0.90%	183,689	-5.20%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

สำหรับในส่วน of โครงสร้างส่วน of ทุน of กฟผ. ระหว่างปี 2550- 2551 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดยในช่วงดังกล่าวส่วน of ทุน of กฟผ. เพิ่มขึ้นจาก 216,657 ล้านบาท เป็น 232,933 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.5 และเมื่อพิจารณาสัดส่วนองค์ประกอบ of ส่วน of ทุน of กฟผ. พบว่าเกือบทั้งหมดมาจากกำไรสะสม (รายละเอียดตามตารางที่ 5.35)

ตารางที่ 5.35 เปรียบเทียบโครงสร้างส่วนกองทุนระหว่างปี 2550- 2551

หน่วย : ล้านบาท

	2550		2551	
	จำนวน	ร้อยละ +/-	จำนวน	ร้อยละ +/-
เงินงบประมาณ	9,376	-0.70%	9,314	-0.70%
สัดส่วน	4.30%		4.00%	
กำไรสะสม	203,727	8.60%	220,252	8.10%
สัดส่วน	94.00%		94.60%	
อื่น ๆ	3,554	-0.10%	3,368	-5.20%
สัดส่วน	1.60%		1.40%	
รวมส่วนกองทุน กฟผ.	216,657	8.00%	232,933	7.50%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

เมื่อพิจารณาถึงในส่วนของโครงสร้างหนี้สุทธิของ กฟผ. ระหว่างปี 2550- 2551 มีแนวโน้มลดลง โดยในช่วงดังกล่าวหนี้สุทธิของ กฟผ. ลดลงจาก 106,742 ล้านบาท เป็น 102,714 ล้านบาท หรือลดลงร้อยละ 3.8

ตารางที่ 5.36 เปรียบเทียบโครงสร้างหนี้สุทธิระหว่างปี 2550- 2551

หน่วย : ล้านบาท

	2550		2551	
	จำนวน	ร้อยละ +/-	จำนวน	ร้อยละ +/-
รวมหนี้สินและส่วนกองทุน	431,047	4.7%	439,159	1.9%
รวมส่วนกองทุน กฟผ.	216,657	8.0%	232,933	7.5%
ส่วนของผู้ถือหุ้นส่วนน้อย	20,614	8.0%	22,536	9.3%
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	107,648	1.7%	103,511	-3.8%
หนี้สุทธิ ของ กฟผ.	106,742	1.3%	102,714	-3.8%

ที่มา : รายงานประจำปี 2551 ของ กฟผ.

เพื่อให้เห็นภาพสถานะหนี้สุทธิ ณ สิ้นปีในอนาคต นักวิจัยได้จัดทำประมาณการสถานะหนี้สุทธิ ณ สิ้นปี ในสถานการณ์ต่าง ๆ โดยมีสมมติฐานให้ส่วนของหนี้สินเพิ่มขึ้นตาม GDP เนื่องจากการลงทุนที่เพิ่มขึ้นของ กฟผ. จะขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้า ซึ่งแปรผันตามอัตราการผลิตไฟฟ้าตามธรรมชาติ

จากผลการประมาณการพบว่า สถานะหนี้สุทธิต่อของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม ในช่วงเริ่มต้นของการคาดการณ์นั้น ปริมาณหนี้สุทธิของ กฟผ. เพิ่มขึ้นในอัตราที่ลดลง เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของส่วนกองทุน (รายละเอียดตามตารางที่ 5.37)

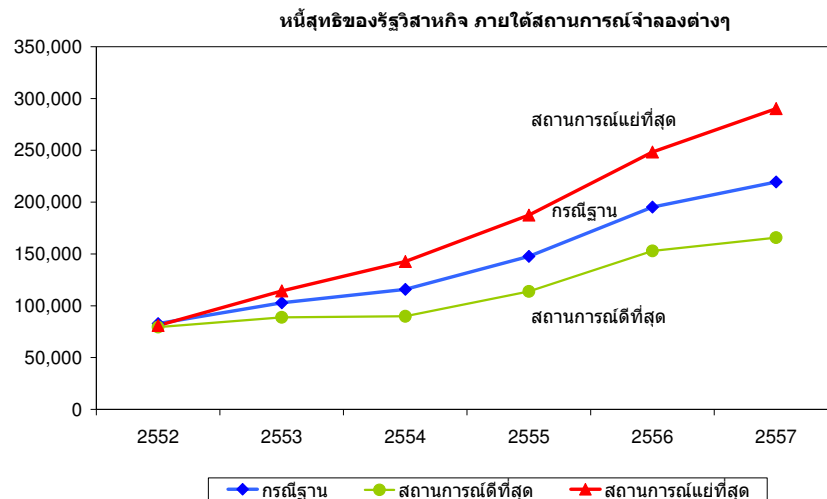
ตารางที่ 5.37 คาดการณ์สถานะหนี้สุทธิ ระหว่างปี 2552 – 2557

หน่วย : ล้านบาท

หนี้สุทธิ	2552	2553	2554	2555	2556	2557
1. กรณีฐาน	71,943	88,204	94,691	122,408	160,877	174,181
2. สถานการณ์ดีที่สุด	68,380	72,701	67,997	88,056	118,119	119,900
3. สถานการณ์แย่ที่สุด	69,057	99,231	121,795	162,582	214,478	245,452
4. ภาวะวิกฤต - FX	77,442	105,463	126,796	166,694	218,483	250,152
5. ภาวะวิกฤต - Inflation	67,795	89,023	99,435	129,718	168,819	185,018

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาการคาดการณ์หนี้สุทธิ ระหว่างปี 2552 – 2557 ภายใต้สถานการณ์จำลองต่าง ๆ พบว่า ปริมาณหนี้สุทธิภายใต้สถานการณ์แย่ที่สุดเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าสถานการณ์อื่น ๆ

แผนภาพที่ 5.23 คาดการณ์หนี้สุทธิ ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ

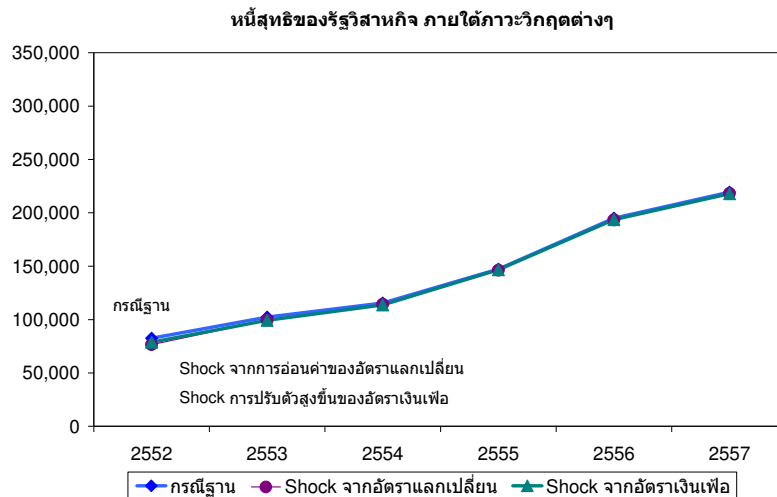


ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

ในกรณีทดสอบภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าของเงินบาท (Covariance อัตราแลกเปลี่ยน) และอัตราเงินเฟ้อ (Covariance inflation) พบว่า ภาวะวิกฤตทั้ง 2 กรณีส่งผลให้ปริมาณหนี้สุทธิต่ำกว่ากรณีฐานทั้งสิ้น เนื่องจากสินทรัพย์หมุนเวียนของ กฟผ. สูงขึ้นตามต้นทุนการดำเนินงานที่สูงขึ้น

อย่างไรก็ตาม ภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าของเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อสถานะหนี้สุทธิมากกว่าภาวะวิกฤตจากอัตราเงินเฟ้อ อย่างไรก็ตาม การทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า สถานะหนี้สุทธิไม่แตกต่างจากกรณีฐานอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากหนี้สินรวมที่สูงขึ้น เมื่อหักออกด้วยสินทรัพย์หมุนเวียนที่สูงขึ้นตามต้นทุนที่สูงขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อที่สูงขึ้นและอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าแล้ว ทำให้หนี้สุทธิไม่แตกต่างจากกรณีฐานมากนัก (รายละเอียดตามแผนภาพที่ 5.24)

แผนภาพที่ 5.24 คัดการณ์หนี้สุทธิ ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

3) ความต้องการด้านเงินทุนรวม

การวิเคราะห์ความเสี่ยงจากความต้องการด้านเงินทุนรวม เป็นการพิจารณาถึงความต้องการเงินทุนเพื่อใช้ในการดำเนินงานและเพื่อใช้ในการลงทุน และนำมาเปรียบเทียบกับความสามารถในการจัดหารายได้และเงินทุน ซึ่งหากความต้องการเงินทุนมีมากกว่าความสามารถในการจัดหาได้ของ รัฐวิสาหกิจ รัฐวิสาหกิจอาจจะนำเงินทุนที่มีอยู่หรือกำไรสะสมจากปีก่อนมาใช้ หรืออาจจะกู้เงินโดยการออกพันธบัตรหรือการกู้ยืมเงินจากในประเทศและต่างประเทศ ทั้งนี้ วัตถุประสงค์ของการจัดทำตัวชี้วัดความต้องการด้านเงินทุนรวมคือ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์สภาพคล่องและความพอเพียงของเงินทุนในการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจ

การวิเคราะห์ความต้องการเงินทุนในที่นี้จะวิเคราะห์จากงบการเงินตามหลักเกณฑ์บัญชีมาตรฐานของ IMF หรือระบบ GFS โดยเริ่มจากการวิเคราะห์ผลการดำเนินงานหรืองบกำไรขาดทุน ซึ่งดุลการดำเนินงานสุทธิเป็นผลลัพธ์ของรายได้และรายจ่ายจากการดำเนินงาน ทั้งนี้ รายได้ดังกล่าวไม่รวมถึงรายได้จากการขายทรัพย์สินที่ไม่ใช่ทางการเงิน (สินทรัพย์ถาวร) และรายจ่ายจากการดำเนินงานไม่รวมถึงรายจ่ายเพื่อซื้อทรัพย์สินที่ไม่ใช่ทางการเงิน (สินทรัพย์ถาวร) หรืออาจกล่าวได้อย่างง่าย ๆ ว่า ดุลการดำเนินงานสุทธิเป็นผลต่างของรายได้และรายจ่ายประจำ โดยสามารถเขียนเป็นสมการได้ ดังนี้

$$\text{ดุลการดำเนินงานสุทธิ} = \text{รายได้} - \text{รายจ่ายประจำ}$$

หากผลลัพธ์มีค่าเป็นบวก หมายถึง รายได้จากการดำเนินงานมากกว่ารายจ่ายประจำ ทำให้มีเงินเหลือนำไปใช้จ่ายในงบลงทุน และหากมีจำนวนมากกว่างบลงทุนก็จะเหลือเป็นเงินทุนสะสมเอาไว้ใช้ในปีถัด ๆ ไป

หากผลลัพธ์มีค่าเป็นลบ หมายถึง รายได้จากการดำเนินงานน้อยกว่ารายจ่ายประจำ แสดงให้เห็นว่ารัฐวิสาหกิจขาดสภาพคล่องอย่างรุนแรง เนื่องจากรายได้จากการดำเนินงานยังไม่เพียงพอต่อรายจ่ายประจำหรือค่าใช้จ่ายดำเนินงาน นอกจากนั้นแล้วรัฐวิสาหกิจยังขาดรายได้ที่จะนำไปใช้จ่ายเป็นงบลงทุน

ดังนั้น จำนวนเงินทุนที่ต้องนำมาใช้จ่ายในงบประจำและงบลงทุนนอกเหนือจากรายได้ คือ การชดเชยดุลการคลังทั้งหมด (Financing) หรือความต้องการด้านเงินทุนรวม ซึ่งรัฐวิสาหกิจอาจจะนำเงินทุนสะสมที่มีอยู่หรือกำไรสะสมจากปีก่อนมาใช้ หรืออาจจะกู้เงินจากในประเทศและต่างประเทศ โดยสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{ดุลการคลังรวม} &= \text{รายได้} - \text{รายจ่ายประจำ} - \text{รายจ่ายลงทุน} \\ &= \text{ดุลการดำเนินงานสุทธิ} - \text{รายจ่ายลงทุน} \\ &= \text{การชดเชยดุลการคลังหรือความต้องการด้านเงินทุนรวม} \\ &= \text{การใช้เงินทุนสะสม} + \text{การกู้เงิน} \end{aligned}$$

จากการศึกษาผลการดำเนินงานของ กฟผ. ในช่วงระหว่างปี 2545-2551 ที่ผ่านม พบว่า กฟผ. มีดุลการดำเนินงานสุทธิหรือผลกำไรสุทธิจากการดำเนินงานเป็นบวกเฉลี่ยปีละ 26,895 ล้านบาท ซึ่งหมายถึง กฟผ. มีรายได้รวมจากการดำเนินงานและรายได้อื่น (รวมถึงส่วนแบ่งกำไรในบริษัทย่อยและกิจการร่วมค้า) มากกว่ารายจ่ายรวมซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายการดำเนินงานและค่าใช้จ่ายอื่น (รวมถึงรายจ่ายโบนัส ดอกเบี้ยจ่ายและภาษี) มาโดยตลอด (ยกเว้นปี 2548) เมื่อพิจารณารายจ่ายลงทุนที่มีการลงทุนเฉลี่ยปีละ 17,033 ล้านบาท จะเห็นได้ว่า กฟผ. มีเงินทุนจากการดำเนินงานเพียงพอกับรายจ่ายลงทุน โดยมีดุลการคลังเกินดุลเฉลี่ยปีละ 9,862 ล้านบาท (ยกเว้นปี 2548 และ 2551) ซึ่งหมายถึงว่า กฟผ. ยังมีเงินทุนเหลือสะสมเก็บไว้ใช้ในปีต่อ ๆ ไป (รายละเอียดตามตารางที่ 5.38)

ตารางที่ 5.38 ผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามบัญชีมาตรฐาน
(Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001)

หน่วย : ล้านบาท

		2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	เฉลี่ย
I	รายได้รวม (Total Revenue)	215,968	236,009	278,700	284,901	359,035	360,630	378,212	301,922
II	รายจ่ายรวม (Expenditure)	188,586	206,008	248,167	285,074	318,401	328,642	350,310	275,027
III	ดุลการดำเนินงานสุทธิ (Net operating balance) (I-II)	27,382	30,001	30,533	-173	40,634	31,988	27,902	26,895
IV	รายจ่ายลงทุน หรือรายจ่ายซื้อ ทรัพย์สินถาวรสุทธิ (Net Acquisition of Nonfinancial assets)	14,262	6,878	11,063	17,121	14,975	24,841	30,091	17,033
V	ดุลการคลังรวม (Overall fiscal balance) (III-IV) + เกินดุล / - ขาดดุล	13,120	23,123	19,470	-17,294	25,658	7,148	-2,189	9,862
VI	การชดเชยดุล (Financing) /ความต้องการด้านเงินทุน - คือ เกินดุลไม่ต้องการการ ชดเชย /+ คือ ต้องการการชดเชยดุล	-13,120	-23,123	-19,470	17,294	-25,658	-7,148	2,189	-9,862

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการประมาณการของนักวิจัย

3.1) ขั้นตอนการหาความต้องการด้านเงินทุนของ กฟผ.

ในการวิเคราะห์หาความต้องการทางด้านเงินทุนระหว่างปี 2552 – 2557 นักวิจัยได้ทำการประมาณการหารายได้รวมและรายจ่ายรวมเพื่อคำนวณหาดุลการดำเนินงานสุทธิของ กฟผ. โดยได้ประมวลข้อมูลมาจากการประมาณการด้านรายได้และค่าใช้จ่าย รวมถึงต้นทุนการขายตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ผ่านมา ส่วนรายจ่ายลงทุน นักวิจัยได้ใช้ข้อมูลความต้องการลงทุนระหว่างปี 2552-2557 ตามแผนการลงทุนที่ กฟผ. ได้จัดทำขึ้น เพื่อคำนวณหาดุลการคลังรวมของ กฟผ. ซึ่งก็จะทราบถึงความต้องการด้านเงินทุนของ กฟผ. ด้วย ทั้งนี้ ได้แยกการวิเคราะห์ออกเป็น 2 ส่วน

ส่วนแรกคือ การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) แบ่งเป็น 3 กรณี ได้แก่ (1) กรณีฐาน (Baseline scenario) (2) สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic scenario) และ (3) สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic scenario) ส่วนที่สองคือ การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) แบ่งเป็น 2 กรณี ได้แก่ (1) ภาวะวิกฤตที่เกิดจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน และ (2) ภาวะวิกฤตที่เกิดจากการปรับตัวสูงขึ้นของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของไทย โดยกำหนดสมมติฐานให้ทุกกรณีใช้ข้อมูลความต้องการลงทุนชุดเดียวกัน ซึ่งจะได้อธิบายในหัวข้อต่อไป

3.2) แผนความต้องการการลงทุนของกฟผ.

สืบเนื่องจากการที่ กฟผ. มีภารกิจที่ต้องผลิต จัดหา จัดส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศ โดยผ่านการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟน. และ กฟภ. ซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศมีการเติบโตตามภาวะเศรษฐกิจ ดังนั้น กฟผ. จึงจำเป็นต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้มีความเพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้ กฟผ. ได้เตรียมความพร้อมในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าโดยการจัดทำแผนงบประมาณการลงทุนในระยะปานกลาง 5-6 ปี ระหว่างปี 2552-2557 เพื่อใช้เป็นแนวทางในการดำเนินงานและพัฒนาธุรกิจองค์กรที่สามารถบรรลุวิสัยทัศน์และพันธกิจตามที่กำหนดไว้ว่า “บริการด้านพลังงานที่มีคุณภาพ เชื่อถือได้ ในราคาที่เหมาะสมเป็นธรรมและให้ความสำคัญต่อสังคม เพื่อสรรค์สร้างพัฒนาคุณภาพชีวิต และเพิ่มศักยภาพการแข่งขันของประเทศ”

ในแผนความต้องการการลงทุนของ กฟผ. ระหว่างปี 2552-2557 กฟผ. มีความต้องการเงินลงทุนเฉลี่ยปีละ 46,245 ล้านบาท สูงกว่าค่าเฉลี่ยระหว่างปี 2545-2551 ถึง 1.7 เท่า ซึ่งการเสนอขอตั้งการลงทุนของ กฟผ. ในแต่ละปีสามารถแยกออกได้เป็น 2 ประเภท (รายละเอียดตามตารางที่ 5.39) ดังนี้

(1) **งบลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ** ประกอบด้วย งบลงทุนที่ขออนุมัติรายปีและงบลงทุนที่เป็นระยะยาว โดยที่งบลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติจะมุ่งเน้นในการจัดหาอะไหล่และอุปกรณ์ไฟฟ้า งานก่อสร้างที่ทำการ การพัฒนาองค์กร และระบบงานภายใน ซึ่งระหว่างปี 2552-2557 มีค่าเฉลี่ยปีละ 8,451 ล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนงบประมาณอยู่ที่ร้อยละ 20 งบลงทุนทั้งหมด

(2) **งบลงทุนที่ทำเป็นโครงการ** จะมุ่งเน้นในการสนับสนุนการพัฒนาโครงสร้างเศรษฐกิจของประเทศ แผนการลงทุนโครงการของ กฟผ. มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องระหว่างปี 2552 - 2557 โดยมีค่าเฉลี่ยลงทุนปีละ 37,793 ล้านบาท มีสัดส่วนงบประมาณอยู่ที่ร้อยละ 80 ของงบลงทุนทั้งหมด ดังนั้น การลงทุนของ กฟผ. ที่ดำเนินการเป็นโครงการจึงมีความสำคัญเป็นอย่างมาก เนื่องจากความต้องการเงินทุนมีสัดส่วนต้องงบประมาณที่อยู่ในระดับสูงมาก

ตารางที่ 5.39 ความต้องการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

หน่วย : ล้านบาท

		2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย
1	งบลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ	10,360	10,501	7,892	7,582	5,506	8,867	8,451
1.1	ขออนุมัติรายปี	4,624	3,096	3,503	3,904	3,577	3,729	3,739
1.2	แผนระยะยาว	5,736	7,405	4,389	3,678	1,929	5,138	4,713
2	งบลงทุนที่เป็นโครงการ	16,430	20,454	33,643	45,570	61,528	49,134	37,793
3	รวม	26,790	30,956	41,535	53,153	67,034	58,001	46,245

ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

ในแผนการลงทุนที่เป็นโครงการของ กฟผ. ระหว่างปี 2553-2557 ประกอบด้วยโครงการที่ดำเนินการต่อเนื่องที่ได้รับอนุมัติและรออนุมัติจากคณะรัฐมนตรีและ สชช. รวมถึงโครงการที่อยู่ระหว่างการพิจารณาความเหมาะสม ซึ่ง กฟผ. ได้ให้ความสำคัญในเรื่องการจัดหาพลังงานไฟฟ้าที่สามารถสนองต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ

3.4) การวิเคราะห์ความต้องการด้านเงินทุน ระหว่างปี 2552 – 2557 สามารถแยกการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenarios Analysis) ออกเป็น 3 กรณีได้ ดังนี้

กรณีที่ 1 กรณีฐาน (Baseline scenario) ผลการประมาณการสถานะดุลการดำเนินงานสุทธิและดุลการคลังรวมในกรณีนี้ดีเป็นอันดับสองรองจากกรณีที่ 2 กรณีสถานการณ์ดีที่สุด โดยประมาณการว่ารายได้รวมของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากปี 2552 ที่มีจำนวน 395,590 ล้านบาท เป็น 589,472 ล้านบาท ในปี 2557 คิดเป็นรายได้รวมเฉลี่ยต่อปี 485,003 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 7.7 ต่อปี ขณะที่ รายจ่ายรวมของ กฟผ. ประมาณการว่ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน โดยเพิ่มจากปี 2552 ที่มีจำนวน 355,951 ล้านบาท เป็น 530,329 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายจ่ายรวมเฉลี่ยต่อปี 438,057 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 7.2 ต่อปี มีผลให้ดุลการดำเนินงานสุทธิของ กฟผ. เกินดุลตลอดในช่วงปี 2552 – 2557 โดยในปี 2552 เกินดุลจำนวน 39,639 ล้านบาท เป็น 59,143 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นเกินดุลเฉลี่ยต่อปี 46,946 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 14.1 ต่อปี แสดงให้เห็นว่า กฟผ. มีรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานเพื่อนำไปใช้จ่ายลงทุน แต่เมื่อพิจารณาถึงความต้องการลงทุนของ กฟผ. ปรากฏว่า รายจ่ายลงทุนรวมสูงกว่าดุลการดำเนินงานสุทธิหรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานในปี 2555 – 2556 ทำให้ดุลการคลังรวมของ กฟผ. ขาดดุลในช่วงเวลาดังกล่าว โดยเฉลี่ยแล้วดุลการคลังรวมเฉลี่ยเกินดุล 701 ล้านบาทต่อปี

กฟผ. จะต้องชดเชยการขาดดุลการคลัง (เป็นความต้องการเงินทุน) ด้วยการใช้จ่ายเงินทุนสะสมหรือการกู้ยืมเงิน ซึ่งจะมีจำนวนเท่ากับที่ขาดดุลการคลัง โดย กฟผ. มีความต้องการเงินทุนเพิ่มเติมจากผลการดำเนินงานในปี 2555 – 2556 เท่านั้น (รายละเอียดตามตารางที่ 5.40)

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบดุลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน (ในตารางที่ 5.40) มีจำนวนสูงกว่างบลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ (ในตารางที่ 5.39) แสดงให้เห็นว่า รายได้ของ กฟผ. เพียงพอกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ และสามารถนำมาใช้ในงบลงทุนโครงการได้ ถึงแม้ว่าในปี 2555 และปี 2556 กฟผ. จะมีการขาดดุลการคลังรวม และมีงบลงทุนส่วนที่เหลือก็คือ ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. ซึ่ง กฟผ. จะชดเชยการขาดดุลการคลังรวมที่เป็นความต้องการเงินทุนในส่วนที่เป็นรายจ่ายลงทุนโครงการด้วยการกู้เงิน โดยให้กระทรวงการคลัง ซึ่งผ่านสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะเป็นผู้ดำเนินการ

ตารางที่ 5.40 การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตาม

บัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001)

กรณีที่ 1 กรณีฐาน (Baseline scenario)

หน่วย : ล้านบาท

		2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย
I	รายได้รวม (Total Revenue)	395,590	434,087	458,340	494,276	538,256	589,472	485,003
II	รายจ่ายรวม (Expenditure)	355,951	391,701	414,282	447,327	488,753	530,329	438,057
III	ดุลการดำเนินงานสุทธิ (Net operating balance) (I-II)	39,639	42,386	44,057	46,948	49,503	59,143	46,946
IV	รายจ่ายลงทุนหรือรายจ่ายซื้อทรัพย์สินถาวรสุทธิ (Net Acquisition of Nonfinancial assets)	26,790	30,956	41,535	53,153	67,034	58,001	46,245
V	ดุลการคลังรวม (Overall fiscal balance) (III-IV)	12,849	11,430	2,522	-6,204	-17,532	1,142	701
	+ เกินดุล / - ขาดดุล							
VI	การชดเชยดุล (Financing) /ความต้องการด้านเงินทุน	-12,849	-11,430	-2,522	6,204	17,532	-1,142	-701
	- คือ เกินดุลไม่ต้องการการชดเชย / + คือ ต้องการการชดเชยดุล							

ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

กรณีที่ 2 กรณีสถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic scenario) ผลการประมาณการ

สถานะดุลการดำเนินงานสุทธิและดุลการคลังรวมในกรณีนี้ดีที่สุดเมื่อเทียบกับการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง 3 สถานการณ์ และการทดสอบภาวะวิกฤตใน 2 ตัวแปรเศรษฐกิจมหภาค (รวม 5 กรณีศึกษา) ซึ่งมีการเกินดุลดำเนินงานสุทธิสูงสุดและดุลการคลังรวมขาดดุลต่ำที่สุด โดยประมาณการรายได้รวมของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากปี 2552 ที่มีจำนวน 396,167 ล้านบาท เป็น 587,849 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายได้รวมเฉลี่ยต่อปี 483,420 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 7.6 ต่อปี ขณะที่ รายจ่ายรวมของ กฟผ. ประมาณการว่ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน โดยเพิ่มจากปี 2552 ที่มีจำนวน 356,023 ล้านบาท เป็น 525,512 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายจ่ายรวมเฉลี่ยต่อปี 434,059 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 7.0 ต่อปี มีผลให้ดุลการดำเนินงานสุทธิของ กฟผ. เกินดุลตลอดในช่วงปี 2552 – 2557 โดยในปี 2552 เกินดุลจำนวน 40,145 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 62,337 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นเกินดุลเฉลี่ยต่อปี 49,362 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 15.0 ต่อปี แสดงให้เห็นว่า กฟผ. มีรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานเพื่อนำไปใช้จ่ายลงทุน แต่เมื่อพิจารณาการลงทุนตามแผนความต้องการลงทุนของ กฟผ. ปรากฏว่า รายจ่ายลงทุนรวมสูงกว่าดุลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน ทำให้ดุลการคลังรวมของ กฟผ. ขาดดุลในปี 2555 – 2556 เช่นเดียวกับกรณีที่ 1 ที่เป็นกรณีฐาน แต่ปริมาณ

การขาดดุลมีจำนวนน้อยกว่า โดยในปี 2552 ขาดดุล 2,739 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็นขาดดุล 13,499 ล้านบาท ในปี 2557 แต่โดยเฉลี่ยแล้วเกินดุล 3,117 ล้านบาทต่อปี

กฟผ. จะต้องชดเชยการขาดดุลการคลัง (เป็นความต้องการเงินทุน) ด้วยการใช้จ่ายเงินทุนสะสมหรือการกู้ยืมเงิน ซึ่งจะมีจำนวนเท่ากับที่ขาดดุลการคลัง โดยกฟผ.มีความต้องการเงินทุนเพิ่มเติมจากผลการดำเนินงานเฉพาะในปี 2555 – 2556 เท่านั้น เช่นเดียวกับกรณีฐาน (รายละเอียดตามตารางที่ 5.41)

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบผลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน (ในตารางที่ 5.41) มีจำนวนสูงกว่าวงบงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติในช่วงปี 2552 – 2554 และในปี 2557 (ในตารางที่ 5.39) แสดงให้เห็นว่า รายได้ของ กฟผ. เพียงพอกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ และสามารถนำมาใช้ในวงบงทุนโครงการได้ในบางส่วน ถึงแม้ว่าในปี 2555 และปี 2556 กฟผ. จะมีการขาดดุลการคลังรวม และมีวงบงทุนส่วนที่เหลือก็คือ ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. ซึ่ง กฟผ. จะชดเชยการขาดดุลการคลังรวมที่เป็นความต้องการเงินทุนในส่วนที่เป็นรายจ่ายลงทุนโครงการด้วยการกู้เงิน โดยให้กระทรวงการคลัง ซึ่งผ่านสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะเป็นผู้ดำเนินการ

ตารางที่ 5.41 การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตาม
บัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบGFS 2001)
กรณีที่ 2 สถานการณ์ดีที่สุด (Optimistic scenario)

หน่วย : ล้านบาท

		2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย
I	รายได้รวม (Total Revenue)	396,167	427,190	458,210	494,974	536,133	587,849	483,420
II	รายจ่ายรวม (Expenditure)	356,023	384,055	411,606	444,560	482,597	525,512	434,059
III	ดุลการดำเนินงานสุทธิ (Net operating balance) (I-II)	40,145	43,135	46,604	50,413	53,536	62,337	49,362
IV	รายจ่ายลงทุนหรือรายจ่ายซื้อทรัพย์สินถาวรสุทธิ (Net Acquisition of Nonfinancial assets)	26,790	30,956	41,535	53,153	67,034	58,001	46,245
V	ดุลการคลังรวม (Overall fiscal balance) (III-IV) + เกินดุล / - ขาดดุล	13,354	12,179	5,069	-2,739	-13,499	4,336	3,117
VI	การชดเชยดุล (Financing) /ความต้องการด้านเงินทุน - คือ เกินดุลไม่ต้องการการชดเชย / + คือ ต้องการการชดเชยดุล	-13,354	-12,179	-5,069	2,739	13,499	-4,336	-3117

ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

กรณีที่ 3 สถานการณ์แย่ที่สุด (Pesstimistic scenario) ผลการประมาณการสถานะ

ผลการดำเนินงานสุทธิและผลการคลั่งรวมในกรณีนี้แย่มากเป็นอันดับ 2 รองจากการทดสอบภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อในกรณีศึกษาที่ 4 โดยประมาณการรายได้รวมของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากปี 2552 ที่มีจำนวน 382,467 ล้านบาท เป็น 608,409 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายได้รวมเฉลี่ยต่อปี 486,740 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 8.3 ต่อปี สูงกว่ากรณีฐานและกรณีสถานการณ์ดีที่สุด เนื่องจากที่ตั้งสมมติฐานในการประมาณการรายได้ขึ้นกับต้นทุนขาย ซึ่งในกรณีนี้ต้นทุนขายจะสูงมากจากการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันและอัตราแลกเปลี่ยน ขณะที่ รายจ่ายรวมของ กฟผ. ประมาณการว่ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน โดยเพิ่มจากปี 2552 ที่มีจำนวน 363,051 ล้านบาท เป็น 556,320 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายจ่ายรวมเฉลี่ยต่อปี 451,413 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 8.0 ต่อปี สูงกว่ากรณีฐานและกรณีสถานการณ์ดีที่สุดด้วยเหตุผลเช่นเดียวกับการประมาณการด้านรายได้ มีผลให้ผลการดำเนินงานสุทธิของ กฟผ. เกิดขาดตลอดในช่วงปี 2552 – 2557 โดยในปี 2552 เกิดขาดจำนวน 19,416 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 52,089 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นเกินดุลเฉลี่ยต่อปี 35,326 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 13.6 ต่อปี แสดงให้เห็นว่า กฟผ. มีรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานเพื่อนำไปใช้จ่ายลงทุน แต่เมื่อพิจารณาการลงทุนตามแผนความต้องการลงทุนของ กฟผ. ปรากฏว่า รายจ่ายลงทุนรวมสูงกว่าผลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานตลอดช่วงปี 2552-2557 ทำให้ผลการคลั่งรวมของ กฟผ. ขาดขาดตลอดในช่วงเวลาดังกล่าว แตกต่างจากกรณีที่ 1 ที่เป็นกรณีฐานและกรณีที่ 2 ที่เป็นสถานการณ์ดีที่สุด ซึ่งขาดดุลในช่วงปี 2555 – 2556 เท่านั้น นอกจากนั้น ปริมาณการขาดดุลมีจำนวนมากกว่า โดยขาดดุลเฉลี่ยต่อปี 10,919 ล้านบาท ซึ่งเป็นการขาดดุลเฉลี่ยที่สูงที่สุดจากการศึกษาทั้ง 5 กรณี ซึ่ง กฟผ. จะต้องชดเชยการขาดดุลการคลัง (เป็นความต้องการเงินทุน) ด้วยการใช้เงินทุนสะสมหรือการกู้ยืมเงิน ซึ่งจะมีจำนวนเท่ากับที่ขาดดุลการคลัง โดย กฟผ. มีความต้องการเงินทุนเพิ่มเติมจากผลการดำเนินงานระหว่างปี 2552 – 2557 เฉลี่ยปีละ 10,919 ล้านบาท (รายละเอียดตามตารางที่ 5.42)

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบผลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน (ในตารางที่ 5.42) ตลอดช่วงปี 2552 – 2557 มีจำนวนต่ำกว่างบลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ (ในตารางที่ 5.39) แสดงให้เห็นว่า รายได้ของ กฟผ. ไม่เพียงพอแม้กระทั่งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน แสดงให้เห็นว่า รายได้ของ กฟผ. ไม่เพียงพอทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ ซึ่งงบลงทุนส่วนที่เหลือก็คือ ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. โดยทั่วไปแล้ว กฟผ. จะชดเชยการขาดดุลการคลังรวมที่เป็นความต้องการเงินทุนในส่วนที่เป็นรายจ่ายลงทุนโครงการด้วยการกู้เงิน โดยให้กระทรวงการคลังซึ่งผ่านสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะเป็นผู้ดำเนินการ

ตารางที่ 5.42 การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตาม
บัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบGFS 2001)
กรณีที่ 3 สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic scenario)

หน่วย : ล้านบาท

		2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย
I	รายได้รวม (Total Revenue)	382,467	421,608	452,487	504,650	550,816	608,409	486,740
II	รายจ่ายรวม (Expenditure)	363,051	395,654	420,040	463,828	509,585	556,320	451,413
III	ดุลการดำเนินงานสุทธิ (Net operating balance) (I-II)	19,416	25,954	32,447	40,822	41,230	52,089	35,326
IV	รายจ่ายลงทุนหรือรายจ่ายซื้อทรัพย์สินถาวร สุทธิ (Net Acquisition of Nonfinancial assets)	26,790	30,956	41,535	53,153	67,034	58,001	46,245
V	ดุลการคลังรวม (Overall fiscal balance) (III-IV) + เกินดุล / - ขาดดุล	-7,375	-5,002	-9,088	-12,330	-25,804	-5,912	-10,919
VI	การชดเชยดุล (Financing) /ความต้องการด้านเงินทุน - คือ เกินดุลไม่ต้องการการชดเชย / + คือ ต้องการการชดเชยดุล	7,375	5,002	9,088	12,330	25,804	5,912	10,919

ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

3.5) การวิเคราะห์ความต้องการด้านเงินทุน ระหว่างปี 2552 – 2557 สามารถแยก
การทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) ออกเป็น 2 กรณีได้ ดังนี้

กรณีที่ 4 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม (Covariance matrix scenario) เมื่อเกิด
วิกฤตอัตราแลกเปลี่ยน ผลการประมาณการสถานะดุลการคลังรวมในกรณีนี้แย่มากเป็นอันดับ 3 และถือได้ว่าแย่มากกว่ากรณีที่ 3 สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic scenario) และการทดสอบภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อหรือกรณีที่ 5 โดยประมาณการว่ารายได้รวมของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากปี 2552 ที่มีจำนวน 437,612 ล้านบาท เป็น 641,303 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายได้รวมเฉลี่ยต่อปี 521,972 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 9.3 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราที่สูงที่สุดเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาทั้ง 5 กรณี เนื่องจากการตั้งสมมติฐานในการประมาณการรายได้ขึ้นกับต้นทุนขาย ซึ่งต้นทุนขายในกรณีนี้จะสูงมากเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันและอัตราแลกเปลี่ยน ขณะที่ รายจ่ายรวมของ กฟผ. ประมาณการว่ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน โดยเพิ่มจากปี 2552 ที่มีจำนวน 413,669 ล้านบาท เป็น 580,392 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายจ่ายรวมเฉลี่ยต่อปี 480,557 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 8.9 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราที่สูงที่สุดเมื่อเทียบกับกรณีศึกษาทั้ง 5 กรณีด้วยเหตุผลเช่นเดียวกับการประมาณการด้านรายได้ มีผลให้ดุลการดำเนินงานสุทธิของ กฟผ. เกินดุลตลอดในช่วงปี 2552 – 2557 โดยในปี 2552 เกินดุลจำนวน 23,943

ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 60,911 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นเกินดุลเฉลี่ยต่อปี 41,415 ล้านบาท แสดงให้เห็นว่า กฟผ. มีรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานเพื่อนำไปใช้จ่ายลงทุน แต่เมื่อพิจารณางบลงทุนตามแผนความต้องการลงทุนของ กฟผ. ปรากฏว่า รายจ่ายลงทุนรวมสูงกว่าดุลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน ทำให้ดุลการคลังรวมของ กฟผ. ขาดดุลในช่วงเวลาเกือบทุกปี ยกเว้นเพียงในปี 2557 ปีเดียวที่เกินดุลการคลัง คิดเป็นขาดดุลเฉลี่ยต่อปี 4,829 ล้านบาท กฟผ. จะต้องชดเชยการขาดดุลการคลัง (เป็นความต้องการเงินทุน) ด้วยการใช้เงินทุนสะสมหรือการกู้ยืมเงิน ซึ่งจะมีจำนวนเท่ากับที่ขาดดุลการคลัง โดย กฟผ. มีความต้องการเงินทุนเพิ่มเติมจากผลการดำเนินงานระหว่างปี 2552 – 2557 เฉลี่ยปีละ 4,829 ล้านบาท (รายละเอียดตามตารางที่ 5.43)

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบดุลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน (ในตารางที่ 5.43) มีจำนวนต่ำกว่างบลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติเกือบทุกปี ยกเว้นในปี 2557 เพียงปีเดียวที่ดุลการดำเนินงานสุทธิสูงกว่างบลงทุน (ในตารางที่ 5.39) แสดงให้เห็นว่า รายได้ของ กฟผ. ไม่เพียงพอกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติโดยสามารถนำมาใช้ในงบลงทุนโครงการได้ในปี 2557 เท่านั้น ซึ่งงบลงทุนส่วนที่เหลือก็คือ ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. โดยทั่วไปแล้ว กฟผ. จะชดเชยการขาดดุลการคลังรวมที่เป็นความต้องการเงินทุนในส่วนที่เป็นรายจ่ายลงทุนโครงการด้วยการกู้เงิน โดยให้กระทรวงการคลังซึ่งผ่านสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะเป็นผู้ดำเนินการ

ตารางที่ 5.43 การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตาม

บัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบGFS 2001)

กรณีที่ 4 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม (Covariance Matrix Scenario)

เมื่อเกิดวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยน

หน่วย : ล้านบาท

		2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย
I	รายได้รวม (Total Revenue)	437,612	457,035	476,704	537,174	582,007	641,303	521,972
II	รายจ่ายรวม (Expenditure)	413,669	427,016	439,541	489,451	533,273	580,392	480,557
III	ดุลการดำเนินงานสุทธิ (Net operating balance) (I-II)	23,943	30,019	37,163	47,723	48,734	60,911	41,415
IV	รายจ่ายลงทุนหรือรายจ่ายซื้อทรัพย์สินถาวร สุทธิ (Net Acquisition of Nonfinancial assets)	26,790	30,956	41,535	53,153	67,034	58,001	46,245
V	ดุลการคลังรวม (Overall fiscal balance) (III-IV) + เกินดุล / - ขาดดุล	-2,847	-937	-4,372	-5,430	-18,300	2,910	-4,829
VI	การชดเชยดุล (Financing) /ความต้องการด้านเงินทุน - คือ เกินดุลไม่ต้องการการชดเชย / + คือ ต้องการการชดเชยดุล	2,847	937	4,372	5,430	18,300	-2,910	4,829

ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

กรณีที่ 5 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม (Covariance matrix scenario) เมื่อเกิด

วิกฤตอัตราเงินเฟ้อ ผลการประมาณการสถานะดุลการคลังรวมในกรณีนี้แย่ที่สุดจากการศึกษาทั้ง 5 กรณีที่มีสถานะดุลการคลังขาดดุลเฉลี่ยต่อปีสูงที่สุด โดยประมาณการรายได้รวมของ กฟผ. มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากปี 2552 ที่มีจำนวน 382,936 ล้านบาท เป็น 601,853 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายได้รวมเฉลี่ยต่อปี 485,730 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 8.1 ต่อปี ขณะที่รายจ่ายรวมของ กฟผ. ประมาณการว่ามีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน โดยเพิ่มจากปี 2552 ที่มีจำนวน 363,340 ล้านบาท เป็น 545,344 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นรายจ่ายรวมเฉลี่ยต่อปี 447,648 ล้านบาท โดยมีอัตราเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 7.7 ต่อปี มีผลให้ดุลการดำเนินงานสุทธิของ กฟผ. เกินดุลตลอดในช่วงปี 2552 – 2557 โดยในปี 2552 เกินดุลจำนวน 19,596 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 56,509 ล้านบาท ในปี 2557 และคิดเป็นเกินดุลเฉลี่ยต่อปี 38,082 ล้านบาท แสดงให้เห็นว่า กฟผ. มีรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงานเพื่อนำไปใช้จ่ายลงทุน แต่เมื่อพิจารณาการลงทุนตามแผนความต้องการลงทุนของ กฟผ. ปรากฏว่า รายจ่ายลงทุนรวมสูงกว่าดุลการดำเนินงานสุทธิหรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน ทำให้ดุลการคลังรวมของ กฟผ. ขาดดุลตลอดในช่วงเวลาดังกล่าว โดยขาดดุลเฉลี่ยต่อปี 8,163 ล้านบาท ซึ่ง กฟผ. จะต้องชดเชยการขาดดุลการคลัง (เป็นความ

ต้องการเงินทุน) ด้วยการใช้เงินทุนสะสมหรือการกู้ยืมเงิน ซึ่งจะมีจำนวนเท่ากับที่ขาดดุลการคลัง โดย กฟผ. มีความต้องการเงินทุนเพิ่มเติมจากผลการดำเนินงานระหว่างปี 2552 – 2557 เฉลี่ยปีละ 8,163 ล้านบาท (รายละเอียดตามตารางที่ 5.44)

ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบผลการดำเนินงานสุทธิ หรือเงินรายได้ที่เหลือจ่ายจากรายจ่ายดำเนินงาน (ในตารางที่ 5.44) มีจำนวนสูงกว่าวงบงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ (ในตารางที่ 5.39) แสดงให้เห็นว่า รายได้ของ กฟผ. เพียงพอกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและรายจ่ายลงทุนเพื่อการดำเนินงานปกติ และสามารถนำมาใช้ในวงบงทุนโครงการได้บางส่วนเท่านั้น ซึ่งวงบงทุนส่วนที่เหลือก็คือ ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. โดยทั่วไปแล้ว กฟผ. จะชดเชยการขาดดุลการคลังรวมที่เป็นความต้องการเงินทุนในส่วนที่เป็นรายจ่ายลงทุนโครงการด้วยการกู้เงิน โดยให้กระทรวงการคลังซึ่งผ่านสำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ เป็นผู้ดำเนินการ

ตารางที่ 5.44 การประมาณการผลการดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตาม

บัญชีมาตรฐาน (Standardize Accounts) (ตามระบบ GFS 2001)

กรณีที่ 5 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม (Covariance Matrix Scenario)

เมื่อเกิดวิกฤตอัตราเงินเฟ้อ

หน่วย : ล้านบาท

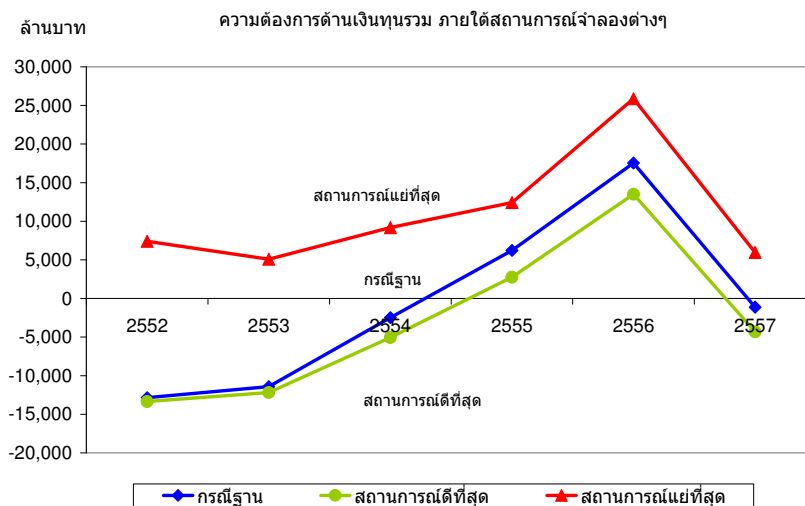
		2552	2553	2554	2555	2556	2557	เฉลี่ย
I	รายได้รวม (Total Revenue)	382,936	425,087	454,248	503,514	546,743	601,853	485,730
II	รายจ่ายรวม (Expenditure)	363,340	397,361	419,173	459,142	501,529	545,344	447,648
III	ดุลการดำเนินงานสุทธิ (Net operating balance) (I-II)	19,596	27,726	35,075	44,372	45,214	56,509	38,082
IV	รายจ่ายลงทุนหรือรายจ่ายซื้อทรัพย์สินถาวรสุทธิ (Net Acquisition of Nonfinancial assets)	26,790	30,956	41,535	53,153	67,034	58,001	46,245
V	ดุลการคลังรวม (Overall fiscal balance) (III-IV) + เกินดุล / - ขาดดุล	-7,194	-3,230	-6,460	-8,781	-21,820	-1,492	-8,163
VI	การชดเชยดุล (Financing) /ความต้องการด้านเงินทุน - คือ เกินดุลไม่ต้องการการชดเชย / + คือ ต้องการการชดเชยดุล	7,194	3,230	6,460	8,781	21,820	1,492	8,163

ที่มา : การประมาณการของนักวิจัย

กล่าวโดยสรุป ผลการศึกษาถึงความต้องการด้านเงินทุนภายใต้สถานการณ์จำลองในกรณีต่าง ๆ พบว่า กรณีที่ 2 สถานการณ์ดีที่สุดที่สุด เป็นกรณีที่ กฟผ. มีสถานะดุลดำเนินงานสุทธิเกินดุลสูง

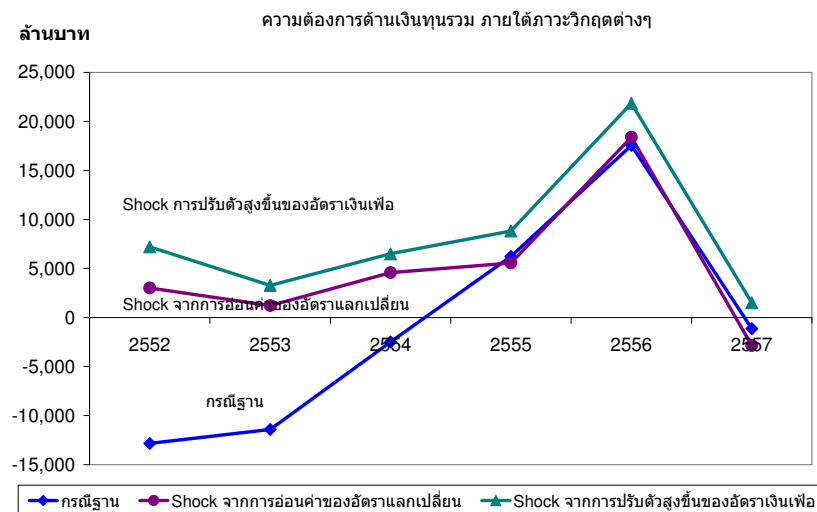
ที่สุดและดุลการคลังรวมขาดดุลต่ำที่สุดและความต้องการเงินทุนน้อยที่สุด รองลงมาคือ กรณีฐานที่มีสถานะดุลค่านางานสุทธิเกินดุลสูงเป็นอันดับ 2 และดุลการคลังรวมขาดดุลต่ำเป็นอันดับ 2 มีผลให้ความต้องการด้านเงินทุนน้อยเป็นอันดับ 2 ด้วย อันดับถัดไป คือ การทดสอบภาวะวิกฤตในอัตราแลกเปลี่ยน หรือ กรณีที่ 4 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม เมื่อเกิดวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยน อันดับที่ 4 คือ การทดสอบภาวะวิกฤตในอัตราเงินเฟ้อ หรือ กรณีที่ 5 สถานการณ์ความแปรปรวนร่วม เมื่อเกิดวิกฤตอัตราเงินเฟ้อ และอันดับสุดท้ายคือ กรณีที่ 3 สถานการณ์แย่ที่สุด (Pessimistic scenario) ซึ่งกรณีที่ 3 เป็นสถานการณ์ที่แย่ที่สุดจากทั้ง 5 กรณี ทำให้ กฟผ. มีสถานะดุลค่านางานสุทธิเกินดุลต่ำที่สุดและดุลการคลังรวมขาดดุลสูงที่สุดและความต้องการเงินทุนมากที่สุด พิจารณาได้จากแผนภาพที่ 5.25 และ 5.26

แผนภาพที่ 5.25 ความต้องการด้านเงินทุนรวม ภายใต้สถานการณ์จำลองต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

แผนภาพที่ 5.26 ความต้องการด้านเงินทุนรวม ภายใต้ภาวะวิกฤตต่างๆ



ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

5.2 ผลการศึกษาและการวิเคราะห์ข้อมูลด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative Analysis)

การประเมินความเสียหายจากสาเหตุต่างๆ รวมถึงเหตุสุดวิสัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ในหัวข้อนี้จะใช้การประเมินความเสี่ยงทั้งด้วยวิธีเชิงคุณภาพ (Qualitative risk assessment) เนื่องจากข้อมูลความเสียหายจากเหตุสุดวิสัยที่เกิดขึ้นกับ IPP ในอดีตบางส่วนไม่สามารถคำนวณเป็นตัวเลขได้ แต่ถือเป็นอุปสรรคกับการดำเนินโครงการ IPP ประกอบกับข้อมูลเชิงตัวเลขบางส่วนเป็นความลับทางธุรกิจของบริษัทจึงไม่สามารถเปิดเผยได้ โดยในหัวข้อนี้แบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ 1) ภาระของ กฟผ. จากเหตุสุดวิสัยต่างๆ ที่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) 2) ภาระของ กฟผ. จากเหตุสุดวิสัยต่างๆ ที่ไม่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และ 3) ภาระต้นทุนค่ารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่า F_t โดยมีสาระสำคัญตามหัวข้อต่อไปนี้

5.2.1 ภาระต้นทุนค่ารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่า F_t

ในการจำแนกภาระทางการคลังจากโครงการ IPP ที่มีต่อการดำเนินงานของ กฟผ. พบว่าหนึ่งในที่มาของภาระการคลังที่อาจเกิดขึ้นกับ กฟผ. ได้แก่ ภาระต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าที่ไม่สามารถส่งผ่านเป็นต้นทุนการขายส่งไฟฟ้าให้กับ กฟน. และ กฟภ. เนื่องจากโครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าและกลไกการปรับค่าไฟฟ้าไม่เอื้อให้เกิดการส่งผ่านต้นทุนที่เกิดขึ้นทั้งหมดได้อย่างเต็มที่ รวมทั้งเป็นผลจากการดำเนินนโยบายของรัฐบาลที่ต้องการช่วยเหลือประชาชนซึ่งเป็น end user ให้ลดภาระค่าใช้จ่ายจากราคาไฟฟ้าที่อาจมีต้นทุนสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ในรายงานวิจัยฉบับนี้ คณะนักวิจัยไม่สามารถระบุได้ว่าต้นทุนที่ กฟผ. หากต้องรับไว้เองนั้น (ไม่สามารถส่งผ่านได้) เป็นต้นทุนที่เกิดจากการรับซื้อไฟฟ้า ต้นทุนค่าผลิตไฟฟ้า หรือต้นทุนค่าส่งไฟฟ้า เนื่องจากไม่มีสถิติแยกไว้อย่างชัดเจน ดังนั้นในการนำเสนอการวิเคราะห์ในส่วนนี้จึงมองในภาพต้นทุนขายไฟฟ้า ซึ่งต้นทุนขายไฟฟ้ารวมดังกล่าวมีส่วนที่เป็นต้นทุนซื้อไฟฟ้ามากกว่าร้อยละ 50

การนำเสนอต่อไปนี้ คณะนักวิจัยได้นำเสนอใน 2 ประเด็น ได้แก่ 1) โครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน (เน้นที่การคิดค่าไฟฟ้าขายส่งของ กฟผ. ให้กับ กฟน. และ กฟภ.) และ 2) ปัจจัยที่มีผลต่อความสามารถในการส่งผ่านต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.

1) โครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน

โครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าประกอบด้วยค่าไฟฟ้า 2 ส่วน ได้แก่ ค่าไฟฟ้าฐาน และค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ

ค่าไฟฟ้าฐาน คำนวณจากต้นทุนของการไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้ เช่น ค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าระบบส่ง ค่าระบบจำหน่าย รวมถึงค่าบำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายในการบริหาร ค่าเชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้า ค่าซื้อไฟฟ้าและกำไรของการไฟฟ้า ภายใต้สมมติฐานของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า อัตราแลกเปลี่ยน และราคาเชื้อเพลิงในขณะที่มีการกำหนดค่าไฟฟ้าฐานนั้น ซึ่งค่าไฟฟ้าฐานจะไม่มีเปลี่ยนแปลงบ่อยนัก โดยมีการปรับค่าไฟฟ้าฐานครั้งล่าสุดเมื่อเดือนตุลาคม 2548

ทั้งนี้ ในการกำหนดค่าไฟฟ้าฐานอยู่บนพื้นฐานที่ต้องมีการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้า เพื่อให้ต้นทุนที่เกี่ยวข้องอยู่ในระดับที่เหมาะสมเป็นธรรมและสะท้อนความสามารถในการบริหารจัดการ และควบคุมค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของการไฟฟ้าแล้ว โดยในการคำนวณต้นทุนค่าใช้จ่ายดำเนินงาน ได้แก่ค่าใช้จ่ายในการผลิต (ส่วน generation) ค่าใช้จ่ายในการส่งไฟฟ้า (ส่วน transmission) และค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไปซึ่งประมาณการตามส่วน generation ร้อยละ 59 และ transmission ร้อยละ 41) ให้นำหลักการ ต่อไปนี้มาใช้

(1) CPI-X ซึ่งเป็นการกำหนดค่าการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้า หรือค่า X สำหรับแต่ละกิจการไฟฟ้า (ในการคำนวณต้นทุนดังกล่าวเฉพาะส่วนที่เป็นต้นทุนผันแปรที่ควบคุมได้ซึ่งคิดเป็นประมาณร้อยละ 48 ของต้นทุนทั้งหมด กำหนดให้มีสมมติฐานการเติบโตจากปี 2547 (ปีฐาน) ตามค่า Thai CPI ที่หักด้วยค่า X) โดยค่า X สำหรับกิจการผลิต กิจการระบบส่ง และกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้าและค้าปลีกไฟฟ้า เท่ากับร้อยละ 5.8 2.6 และ 5.1 ต่อปี ตามลำดับ และ

(2) นำค่าสัมประสิทธิ์ความยืดหยุ่นของต้นทุนต่อปริมาณ (Cost Volume Elasticity: CVE) ในระดับ 0.8 มาใช้ประมาณการในค่าไฟฟ้าฐาน ตั้งแต่ปี 2548 เป็นต้นไปซึ่งหมายถึงมีการควบคุมการส่งผ่านค่าใช้จ่ายผันแปรเพียงร้อยละ 80 ของการเพิ่มขึ้นของหน่วยผลิตหรือขาย (ในการประมาณการต้นทุนดำเนินงานผันแปรทั้งที่ควบคุมได้และควบคุมไม่ได้ กำหนดให้นำอัตราการเติบโตของหน่วยผลิตหรือหน่วยขายคูณด้วยร้อยละ 80 เพื่อปรับฐานก่อน)

(3) หากการลงทุนของการไฟฟ้า ไม่เป็นไปตามแผนการลงทุนที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า กกพ.จะพิจารณาค่าใช้จ่ายการลงทุนที่ไม่เป็นไปตามแผนพร้อมค่าปรับร้อยละ 7.25 ต่อปี มาปรับลดค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าต่อไป

ทั้งนี้ ณ สิ้นปี 2551 ค่าไฟฟ้าฐานในกรณีขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันโดย กฟผ. อยู่ที่ระดับ 1.6529 บาทต่อหน่วย

ค่าไฟฟ้าอัตโนมัติหรือค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_v) ตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2548 ได้กำหนดการคำนวณ F_v ใหม่ ซึ่งนำมาใช้ถึงปัจจุบัน (F_v มีการนำมาใช้ตั้งแต่เดือนกันยายน 2534) โดย F_v ในปัจจุบันเป็นค่าไฟฟ้าส่วนที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากที่ได้ประมาณการไว้ โดยสะท้อนถึงค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงจากระดับที่กำหนดไว้ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งการปรับค่า F_v แต่ละครั้ง จะกำกับดูแลโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)¹⁷ พิจารณาคำนวณส่งผ่าน

¹⁷ การปรับค่า F_v ก่อนเดือนกุมภาพันธ์ 2551 จะอยู่ในการกำกับดูแลโดยคณะกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ ที่แต่งตั้งขึ้นภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ส่วนการปรับค่า F_v ตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2551 เป็นต้นไป จะอยู่ในการกำกับดูแลโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ที่แต่งตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐

ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ซึ่งค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องมีกลไกการควบคุมเพื่อให้มีประสิทธิภาพมากที่สุด ดังนี้

(1) ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต้องอยู่บนพื้นฐานที่มีการบริหารอย่างมีประสิทธิภาพ โดยพิจารณาจากมาตรฐานค่าสูญเสียในระบบ (Loss Rate) และมาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) ในการผลิตจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

(2) ค่าซื้อไฟฟ้าของ IPP ถูกกำหนดให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม เนื่องจากถูกกำหนดให้มีการแข่งขัน ซึ่งคัดเลือกจาก IPP รายที่สามารถประมูลขายไฟฟ้าเข้าระบบในราคาต่ำที่สุด

(3) การซื้อไฟฟ้าจาก SPP และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPPs) เป็นการรับซื้อเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานทั้งความร้อนและไฟฟ้าของประเทศ ตลอดจนพิจารณาแผนการผลิตไฟฟ้า และการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ในการปรับค่า F_t เป็นงวด ๆ ไป

ทั้งนี้ ในช่วงแรกของการใช้ F_t ตั้งแต่ปี 2534 จะมีการเปลี่ยนแปลงเป็นรายเดือน แต่ต่อมามีการร้องขอจากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย ไม่ต้องการให้ค่า F_t มีการเปลี่ยนแปลงบ่อยเกินไป จึงมีการพิจารณาใช้ค่าเฉลี่ยโดยใช้ค่าเฉลี่ย 4 เดือน โดยหลักการของการคำนวณค่า F_t ในปัจจุบัน มีดังนี้

(1) F_t จะถูกจำแนกตามกิจการไฟฟ้า ได้แก่ F_t^G ของกิจการผลิต (Generation) F_t^T ของกิจการระบบส่ง (Transmission) และ F_t^D ของกิจการระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า (Distribution and Retail) ทั้งนี้ ณ สิ้นปี 2551 F_t^G โดย กฟผ. อยู่ที่ระดับ 0.7730 บาทต่อหน่วย

(2) F_t ประกอบด้วย F_t คงที่ และ F_t ผันแปร หรือ ΔF_t และจำแนกเป็น F_t ขายส่ง และ F_t ขายปลีก

(3) F_t ขายส่งเป็น F_t ที่ กฟผ. เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ. ประกอบด้วย F_t ขายส่งคงที่ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 48.10 สตางค์/หน่วย และ ΔF_t ขายส่ง

(4) F_t ขายปลีกเป็น F_t ที่ กฟน. และ กฟภ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าและ กฟผ. เรียกเก็บจากลูกค้าตรงและอื่น ๆ (ประมาณ 20 ราย) ประกอบด้วย F_t ขายปลีกคงที่ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 46.83 สตางค์/หน่วย และ ΔF_t ขายปลีก

(5) จะมีการเรียกเก็บ F_t ทุกเดือนโดยแยกเป็นรายการพิเศษในใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้า และใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า ทั้งนี้ F_t ที่เรียกเก็บจะปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน โดยใช้ค่า F_t เฉลี่ย 4 เดือน

(6) กำหนดให้ F_t เป็นอัตราคงที่ต่อหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า และเป็นค่าที่ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

(สูตรการคำนวณ F_t ปรากฏตามภาคผนวกที่ 10)

สูตรการคำนวณ F_t ในปัจจุบัน มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า สร้างแรงจูงใจให้การไฟฟ้ามีการบริหารงานอย่างมีประสิทธิภาพ และมีความคล่องตัวในการดำเนินงาน

เกิดความโปร่งใสและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และเนื่องจาก สูตร F_t ใหม่ ไม่สลับซับซ้อน ทำให้สามารถอธิบายและทำความเข้าใจได้ง่าย

2) ปัจจัยที่มีผลต่อความสามารถในการส่งผ่านต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.

โครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าและกลไกการคิดค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน มีผลกระทบต่อความสามารถในการส่งผ่านต้นทุนที่เกิดขึ้นกับ กฟผ. ไปเป็นค่าขายส่งให้ กฟน. และ กฟภ. ใน 2 ประเด็น ได้แก่

2.1) ในช่วงเดือนเมษายน 2544 จนถึงเดือนตุลาคม 2548 ที่การคำนวณค่า F_t ยังใช้สูตรเดิม ซึ่งจะครอบคลุมถึงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในการชำระคืนเงินกู้และดอกเบี้ยต่างประเทศของ กฟผ. และการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานในส่วนที่ไม่ใช่ค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ซึ่งจะมีการปรับตามอัตราเงินเฟ้อ และหน่วยจำหน่ายที่เปลี่ยนแปลงไปจากฐานที่ใช้ในการกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน (ภายใต้การดูแลเรื่องปรับปรุงประสิทธิภาพของกิจการไฟฟ้าแล้ว) โดยในกรณีของอัตราแลกเปลี่ยนกำหนดให้อัตราแลกเปลี่ยนฐาน เท่ากับ 38 บาท/เหรียญ สรอ. และให้ กฟผ. รับภาระต้นทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลงร้อยละ 5 ของอัตราแลกเปลี่ยนฐาน (อยู่ระหว่าง 38-40 บาท/เหรียญ สรอ.) และส่วนที่เกินกว่า 45 บาท/เหรียญ สรอ. หากอัตราแลกเปลี่ยนอยู่ระหว่าง 40-45 บาท/เหรียญ สรอ. ประชาชนจะเป็นผู้รับภาระ และหากอัตราแลกเปลี่ยนแข็งค่าเกินกว่า 38 บาท / เหรียญ สรอ. การไฟฟ้าจะต้องคืนผลประโยชน์ดังกล่าวให้ประชาชน ด้วยการลดค่าไฟฟ้าผ่านการคำนวณค่า F_t ทั้งหมด แต่เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงการคำนวณค่า F_t มาเป็นรูปแบบในปัจจุบัน โครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าขายส่งในส่วนค่า F_t จะเปลี่ยนแปลงตามค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเท่านั้น ทำให้ กฟผ. ต้องรับภาระผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงในทุกกรณี แต่เป็นการลดภาระผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนกับผู้ใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับ กฟผ. จะเป็นผลด้านภาระชำระคืนหนี้เท่านั้น เนื่องจากผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีผลต่อต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตของ กฟผ. เอง และค่ารับซื้อไฟฟ้าจะถูกปรับให้สะท้อนอยู่ในการคำนวณค่า F_t อยู่ด้วยแล้ว

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาประมาณการการกู้ยืมเงินต่างประเทศของ กฟผ. ในระหว่างปี 2552 – 2557 (ตารางที่ 5.45) พบว่า กฟผ. จะขยายสัดส่วนเงินกู้ยืมจากต่างประเทศคงค้างในอัตราที่สูงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นไป ซึ่งทำให้ กฟผ. อาจเผชิญกับความเสี่ยงเนื่องจากอัตราแลกเปลี่ยนในการชำระคืนภาระหนี้ซึ่ง กฟผ. จะต้องรับภาระดังกล่าวไว้เองทั้งหมด โดยประมาณการภาระหนี้ที่เพิ่มขึ้นในกรณีสถานการณ์วิกฤตด้านอัตราแลกเปลี่ยนจากกรณีฐาน มีจำนวนประมาณทั้งสิ้น 6,866 ล้านบาทตลอด 6 ปี (ตารางที่ 5.46)

ตารางที่ 5.45 ประมาณการโครงสร้างเงินกู้ยืมระหว่างปี 2552 – 2557 (กรณีฐาน)

เงินกู้ยืมคงค้าง - กรณีฐาน							
	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
หนี้ต่างประเทศ (Foreign Currency) (ล้านบาท)	23,206	17,024	21,866	31,815	53,184	85,635	108,183
อัตราการขยายตัวหนี้ต่างประเทศ		-27%	28%	46%	67%	61%	26%
หนี้ในประเทศ (Domestic Currency) (ล้านบาท)	46,164	70,007	83,991	85,771	89,095	93,814	95,135
อัตราการขยายตัวหนี้ในประเทศ		52%	20%	2%	4%	5%	1%
อัตราแลกเปลี่ยน (บาท/ดอลลาร์ สรอ.)		36.2	38	38	38	38	38

ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

ตารางที่ 5.46 ประมาณการภาระหนี้ต่างประเทศที่เพิ่มขึ้น กรณีภาวะวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยน
อ่อนค่าจากกรณีฐาน

ประมาณการภาระหนี้ต่างประเทศ	2552	2553	2554	2555	2556	2557	รวม
- กรณีฐาน (ล้านบาท)	8,813	6,743	10,337	16,207	28,008	45,087	115,195
- ภาวะวิกฤต - FX (ล้านบาท)	11,457	8,414	11,424	16,913	28,467	45,386	122,061
ประมาณการภาระที่เพิ่มขึ้นจากกรณีฐาน	2,644	1,672	1,086	706	459	298	6,866
อัตราแลกเปลี่ยน (บาท/ดอลลาร์ สรอ.)							
- กรณีฐาน	36.2	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	
- ภาวะวิกฤต - FX	47.06	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	

ที่มา : ประมาณการโดยนักวิจัย

อย่างไรก็ตาม แม้จะได้รับผลกระทบจากวิกฤตค่าเงินบาทข้างต้น กฟผ. ยังไม่ประสบปัญหาสภาพคล่องอย่างรุนแรงแต่อย่างใด ประกอบกับ กฟผ. มีการนำเครื่องมือทางการเงินมาใช้เพื่อลดความไม่แน่นอนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ไม่สามารถควบคุมได้ โดยเครื่องมือหลักที่ใช้ในการลดความเสี่ยงคือ สัญญาแลกเปลี่ยนสกุลเงิน และสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า ดังนั้น นักวิจัยจึงคาดว่าผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนในระยะต่อไปจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระการคลังของรัฐบาล

2.2) ในสูตรการคำนวณค่า F_t มีปัจจัยในการคำนวณที่เปิดโอกาสให้ กฟผ. สามารถนำค่าสะสมที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างค่า F_t ที่คำนวณได้จริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บ ของ กฟผ. ในงวดก่อนมารวมในการคำนวณ F_t ในงวดปัจจุบันด้วย ดังนี้

$$\Delta F_t^G \text{ ขยส่ง} = \text{FAC}_t^G + \text{AF}_{t-1}^G$$

โดย FAC_t^G คือ ค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และการส่งผ่านค่าใช้จ่ายตามทันทโยบายของรัฐกำหนด เฉลี่ยต่อ

หน่วยจำหน่ายของ กฟผ. ในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเฉลี่ย ณ เดือน
กุมภาพันธ์ 2548 – พฤษภาคม 2548 (สตางค์/หน่วย)

ΔF_{t-1}^G	คือ	ค่าสะสมที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างค่า F_t ที่คำนวณได้จริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บ ของ กฟผ. ในเดือน $t-1$ (สตางค์/หน่วย)
--------------------	-----	---

ทั้งนี้ การปรับค่า F_t จะคำนวณจากค่าประมาณการสำหรับเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเมื่อได้รับข้อมูลที่เกิดขึ้นจริง กฟผ. จะจัดทำรายงานการคำนวณ F_t ประจำเดือน ส่งให้สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เพื่อนำเสนอคณะกรรมการที่กำกับดูแลการปรับ F_t พิจารณารับรองรายงาน ซึ่งรายงานดังกล่าวจะประกอบด้วยรายละเอียดต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงเปรียบเทียบกับแผน และสรุปเป็นการเปลี่ยนแปลงของการคำนวณค่า F_t โดยความแตกต่างของค่า ΔF_t^G ที่คำนวณได้จริงกับค่าประมาณการตามแผน จะสามารถสะสมไปเรียกเก็บกับผู้ใช้ในการคำนวณค่า F_t ในงวดถัดไป

อย่างไรก็ตาม จะเห็นได้ว่าแม้จะมีปัจจัยในการปรับค่า ΔF_{t-1}^G แต่การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับ F_t จะดำเนินการทศรอบ 4 เดือน ซึ่งทำให้ต้นทุนที่ไม่ได้ส่งผ่านทันทีในงวดที่เกิดขึ้นจริงต้องสะสมไปรวมในงวดถัดไป นอกจากนี้ การปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับ F_t อาจไม่สะท้อนต้นทุนทั้งหมด หาก กฟผ. ในฐานะหน่วยงานกำกับดูแลการปรับค่าไฟฟ้า มีนโยบายในการบรรเทาภาระค่าไฟฟ้าสำหรับประชาชน โดยอาจมีมติไม่ปรับขึ้นค่า F_t หรือปรับขึ้นเพียงบางส่วนของต้นทุนที่แท้จริงในงวดนั้น ตามสถานการณ์ด้านเศรษฐกิจในช่วงดังกล่าว ซึ่งมีตัวอย่างจากงวดการปรับค่า F_t สำหรับการเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในเดือนมกราคม - เมษายน 2552 โดยปรับค่า F_t เพิ่มขึ้น 14.85 สตางค์ต่อหน่วย จากเดิมในรอบที่ผ่านมา (ตุลาคม - ธันวาคม 2551) อยู่ที่ 77.70 สตางค์ต่อหน่วย เป็น 92.55 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งพบว่า การปรับเพิ่มขึ้นค่า F_t ในส่วนของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าในงวดเดือนมกราคม - เมษายน 2552 ที่คำนวณได้จะต้องปรับเพิ่มขึ้นเท่ากับ 17.22 สตางค์ต่อหน่วย จากราคาเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น แต่เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบและภาระทางการเงินที่จะเกิดขึ้นกับผู้ใช้บริการ กฟผ. จึงมีมติให้การปรับค่า F_t งวดนี้เพียง 14.85 สตางค์ต่อหน่วย ทำให้มีส่วนต่างค่า F_t ของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่คำนวณได้กับที่เรียกเก็บในรอบนี้เท่ากับ 2.37 สตางค์ต่อหน่วยหรือประมาณ 1,036 ล้านบาท เมื่อรวมกับยอดสะสมที่เกิดจากความแตกต่างระหว่างค่า F_t ที่คำนวณได้กับที่เรียกเก็บในงวดที่ผ่านมา ทำให้ กฟผ. มีรายได้ค้างรับ ซึ่งนับเป็นภาระการเงินกับ กฟผ. เพิ่มขึ้นเป็น 20,967 ล้านบาท ทั้งนี้ กฟผ. มีรายได้ค้างรับจากการปรับค่า F_t ในงวด เดือนตุลาคม - ธันวาคม 2551 จำนวน 19,566 ล้านบาท (จากค่า F_t ที่ต้องขึ้น 44.57 สตางค์ต่อหน่วย แต่ปรับขึ้นเพียง 14.85 สตางค์ต่อหน่วย) ดังนั้น หากมีการปรับขึ้นในอัตราดังกล่าวจะส่งผลให้ประชาชนต้องรับภาระค่าไฟในรอบปีนี้เฉลี่ยร้อยละ 21 นับว่าสูงมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในสภาวะเศรษฐกิจในปัจจุบันที่มีแนวโน้มชะลอตัว

ทั้งนี้ ในการประมาณการผลการดำเนินงานของ กฟผ. ระหว่างปี 2552 – 2557 นักวิจัยได้นำปัจจัยเชิงนโยบายที่จะส่งผลต่อการปรับขึ้นค่า F₁ ดังกล่าวข้างต้น มาประกอบการจัดทำประมาณการแล้ว โดยในกรณีสถานการณ์แย่มากที่สุด และการเกิดวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยนและเงินเฟ้อ ให้มีการชะลอการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในแต่ละปีในอัตราร้อยละ 5.5 ของรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้งหมดและนำไปเรียกคืนเฉลี่ยใน 3 ปี ซึ่งผลการประมาณการ พบว่าแม้จะมีผลต่อรายได้จากการขายไฟฟ้าของ กฟผ. แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องหรือตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังอย่างมีนัยสำคัญ (ดูผลการวิเคราะห์ในหัวข้อที่ 5.1.3)

5.2.2 ภาระของ กฟผ. จากเหตุสุดวิสัยต่างๆ ที่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

เหตุสุดวิสัย หรือ Force Majeure หมายถึง สถานการณ์ไม่คาดคิดที่เกิดขึ้นจากปัจจัยที่ไม่สามารถควบคุมได้และไม่ได้มีสาเหตุจากความผิดพลาดหรือความไม่เอาใจใส่ในการปฏิบัติงานของฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง และส่งผลกระทบหรือก่อความเสี่ยงในการปฏิบัติงานล่าช้าหรือขัดขวางการปฏิบัติงานมิให้เกิดประสิทธิผลได้ ซึ่งในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า นั้น จะระบุเหตุสุดวิสัยไว้ดังนี้

- 1) สภาพอากาศที่ไม่ปกติอย่างรุนแรง
- 2) การแพร่ขยายของโรคระบาดอย่างรุนแรงและรวดเร็ว
- 3) ภาวะสงคราม
- 4) การประท้วงหยุดงาน การก่อจลาจล หรือมีผู้ก่อการร้าย
- 5) การเปลี่ยนแปลงของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง
- 6) ความล้มเหลว (ยกเว้นความล้มเหลวที่เกิดจากการหยุดทำงานของเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้า) ในการได้รับการต่อใบอนุญาตเพื่อดำเนินการใหม่จากรัฐบาล โดยเฉพาะในประเด็นที่เกี่ยวกับสิทธิในความเป็นเจ้าของ การก่อสร้าง การเงิน การเดินเครื่องและการบำรุงรักษาเครื่องจักรหรือ ผลผลิตภายใต้สัญญาที่มีการตกลงกันไว้

- 7) อุบัติเหตุ แผ่นดินไหว การก่อวินาศกรรม เหตุการณ์เพลิงไหม้ หรือ การระเบิด
- 8) การถูกยึดเครื่องจักร วัตถุดิบ หรือสิทธิในการใช้ประโยชน์จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

รวมถึงข้อผิดพลาดอื่น ๆ ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อสิทธิหรือการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่นอกเหนือจากที่บังคับไว้ในกฎหมายหรือระเบียบซึ่งเกี่ยวข้องการดำเนินการใด ๆ เกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

9) เหตุอันไม่สามารถควบคุมได้อื่นใดที่ส่งผลกระทบต่อปฏิบัติงานของบุคลากรไปจนถึงประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการดูแลรักษาวัตถุดิบ การก่อสร้าง การบริการ การส่งเชื้อเพลิง หรือวัตถุดิบอื่น ๆ ภายใต้สัญญาที่ได้มีการตกลงกันไว้

ทั้งนี้ วัตถุประสงค์ในการระบุถึงประเด็นเหตุสุดวิสัยในการตกลงทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น ก็เพื่อให้มีการควบคุมหรือการกระจายความเสี่ยง รวมทั้งเป็นการหลีกเลี่ยงข้อสงสัยหรือข้อขัดแย้งที่อาจ

เกิดขึ้นระหว่าง กฟผ. กับคู่สัญญาอันอาจเกิดจากเหตุสุดวิสัยอันไม่สามารถควบคุมได้ดังกล่าว และเพื่อให้การดำเนินการผลิตไฟฟ้าสามารถดำเนินการไปได้อย่างต่อเนื่องและไม่ส่งผลกระทบต่อภาพรวมในการผลิตและผลกระทบต่อเศรษฐกิจโดยรวม

อย่างไรก็ดี คู่สัญญามีหน้าที่ต้องดำเนินงานให้ได้อย่างเต็มที่ก่อนที่จะอ้างเกิดเหตุสุดวิสัยว่าส่งผลกระทบต่อการทำงาน และประเด็นของข้อผิดพลาดของระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ เครื่องจักร ภายในโรงงานในระหว่างดำเนินงาน จะไม่สามารถอ้างได้ว่าเป็นเหตุสุดวิสัยขั้นพื้นฐานที่ได้รับรู้ไว้ข้างต้น รวมถึงความผิดพลาดและการไร้ความสามารถในการดำเนินงานของคู่สัญญาที่ไม่สามารถอ้างเหตุอันสุดวิสัยที่ไม่สามารถควบคุมได้ได้เช่นกัน

สำหรับภาระที่ทาง กฟผ. ต้องรับผิดชอบเมื่อเกิดเหตุสุดวิสัยที่ไม่สามารถควบคุมได้ดังกล่าวจะเปลี่ยนแปลงเป็นกรณีไป ยกตัวอย่างเช่น

(1) กรณีเหตุสุดวิสัยที่เกิดจากรัฐบาลและเกิดหลังจากวันกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กฟผ. จ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ตามจำนวนการจ่ายไฟฟ้า (Respect to such Generating Unit) โดยมีรูปแบบการจ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ตามระยะเวลาของการเกิดเหตุสุดวิสัย เช่น จ่ายเท่ากับค่าเฉลี่ยของการจ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าตามปริมาณการผลิตไฟฟ้า ในกรณีที่ถ้าเหตุอันไม่สามารถควบคุมได้ที่เกิดจากรัฐบาลนานกว่า 6 เดือน แต่ถ้าเหตุสุดวิสัยที่เกิดจากรัฐบาลเกิดน้อยกว่า 6 เดือนหลังจากวันกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ให้จ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ในช่วงตั้งแต่วันกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์จนถึงวันที่เกิดถ้าเหตุอันไม่สามารถควบคุมได้ที่เกิดจากรัฐบาล เป็นต้น

(2) กรณีถ้าเหตุสุดวิสัย (นอกเหนือจากส่วนที่เกิดจากรัฐบาล) ที่ส่งผลต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้นหลังจากวันกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date of a Generating) กฟผ. ต้องจ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ให้แก่คู่สัญญาเฉพาะในส่วนที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่

(3) กรณีเหตุสุดวิสัย (ที่ไม่ได้เกิดจากรัฐบาล) ที่ส่งผลกระทบต่อ กฟผ. เกิดขึ้นหลังจากวันที่กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์หน่วยสุดท้าย กฟผ. จะต้องจ่ายผู้ผลิตไฟฟ้าตามต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินงานจนถึงก่อนวันที่เหตุอันไม่สามารถควบคุมได้เกิดและต้นทุนอื่นๆ ที่เกิดขึ้นหลังจากนั้นจะจ่ายตามความจำเป็นเท่านั้น ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าก็ควรจะหลีกเลี่ยงการเกิดเหตุอันไม่สามารถควบคุมได้

จากตัวอย่างที่กล่าวมาแล้วข้างต้นจะเห็นได้ว่า หลักการที่สำคัญในการรับภาระความเสี่ยงอันเกิดจากเหตุสุดวิสัยดังกล่าวภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น กำหนดไว้ว่า กฟผ. จะรับผิดชอบค่าใช้จ่ายเฉพาะในส่วนของค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ตามการดำเนินงานก่อนที่จะเกิดเหตุสุดวิสัยจะเกิดขึ้น และสำหรับในส่วนของผลที่เกิดขึ้นหลังจากเหตุสุดวิสัยนั้น กฟผ. จะจ่ายตามความจำเป็นเท่านั้น ซึ่งหลักการที่ในการรับผิดชอบความเสียหายที่เกิดจากผลกระทบของเหตุสุดวิสัยที่ระบุไว้ในสัญญาการซื้อขายนั้น ถือได้ว่าเป็นข้อจำกัดอย่างหนึ่งของสัญญาซึ่งข้อจำกัดดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อการทำงานและอาจก่อให้เกิดความขัดแย้งระหว่าง กฟผ. กับคู่สัญญาได้

ดังนั้น เพื่อลดผลกระทบจากข้อจำกัดดังกล่าวและสามารถควบคุมผลกระทบอันเกิดจากเหตุสุดวิสัยได้ คู่สัญญาฝ่ายใดที่อ้างถึงเหตุสุดวิสัยอันเป็นมูลเหตุให้ไม่สามารถดำเนินงานตามที่ได้ตกลงกันไว้ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้ ไม่ว่าจะเป็นทั้งหมดหรือบางส่วน คู่สัญญาที่อ้างถึงเหตุสุดวิสัยดังกล่าวจะต้องรีบแจ้งถึงเหตุอันเป็นสุดวิสัยดังกล่าว พร้อมทั้งปฏิบัติตามเงื่อนไข ดังต่อไปนี้

- 1) ต้องแจ้งคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งเกี่ยวกับลักษณะของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและระยะเวลาที่ส่งผลกระทบตามที่ฝ่ายที่อ้างถึงเหตุสุดวิสัยดังกล่าวเชื่อว่าสมเหตุสมผล
- 2) ให้คู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งสามารถเข้าถึงพื้นที่โรงงานผลิตไฟฟ้าและตัวระบบเพื่อตรวจสอบและเก็บข้อมูลเกี่ยวกับเหตุการณ์ดังกล่าว
- 3) ต้องพยายามแก้ไขปัญหาด้วยตัวเอง (ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการแก้ไขปัญหาคือจัดหาด้วยตนเอง) ในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตเพื่อให้กลับสู่ระดับปกติให้เร็วที่สุดเท่าที่สามารถทำได้
- 4) ต้องรายงานความคืบหน้าในการแก้ไขปัญหาดังกล่าวอย่างต่อเนื่อง
- 5) ต้องรายงานอย่างเป็นทางการเมื่อสามารถแก้ปัญหากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว

5.2.3 ภาระของ กฟผ. จากเหตุสุดวิสัยต่างๆ ที่ไม่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

สำหรับเหตุสุดวิสัยที่ไม่ได้ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้น มีโอกาสเกิดขึ้นน้อยมาก และเหตุสุดวิสัยที่ระบุไว้ในสัญญาก็ค่อนข้างที่จะครอบคลุมในทุกประเด็นอยู่แล้ว ดังนั้น หากเหตุสุดวิสัยที่ไม่ได้ระบุไว้ในสัญญาเกิดขึ้น แนวทางในการดำเนินการแก้ไขปัญหาน่าจะเป็นการแก้ไขปัญหาร่วมกันระหว่าง กฟผ. กับคู่สัญญาเป็นกรณีไป

5.2.4 ภาระจากการค้ำประกันเงินกู้ให้กับ กฟผ.

ที่ผ่านมาฐานะทางการเงินของ กฟผ. นั้น จัดว่าอยู่ในเกณฑ์ดี และ กฟผ. ไม่เคยประสบปัญหาการขาดสภาพคล่องจนถึงขั้นไม่สามารถจ่ายค่ารับซื้อไฟฟ้าให้กับ IPP ได้ อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาถึงสัดส่วนของหนี้คงค้างที่กระทรวงการคลังค้ำประกันของ กฟผ. แล้วพบว่า อยู่ในระดับที่สูง โดยในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา (ปี 2549 – 2551) สัดส่วนของหนี้คงค้างของ กฟผ. ที่กระทรวงการคลังค้ำประกันมีสัดส่วนเฉลี่ยสูงถึงประมาณร้อยละ 80 ของหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ในขณะที่หนี้คงค้างที่กระทรวงการคลังไม่ได้ค้ำประกันมีสัดส่วนเฉลี่ยเพียงร้อยละ 20 ของหนี้คงค้าง ณ สิ้นปีทั้งหมดเท่านั้น และสัดส่วนดังกล่าวถือเป็นความเสี่ยงที่สำคัญในส่วนของภาระทางการเงินที่อาจจะเกิดขึ้น (Contingent Liabilities) หากมีเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้นแบบชัดเจน หมายความว่า รัฐบาลอาจจะต้องรับภาระจากการค้ำประกันหนี้ของรัฐบาลให้กับ กฟผ. หาก กฟผ. ไม่สามารถชำระหนี้ได้

ตารางที่ 5.47 ยอดหนี้คงค้าง ณ สิ้นปีที่กระทรวงการคลังค้ำประกันและไม่ค้ำประกัน
ระหว่างปี 2549 – 2551

หน่วย : ล้านบาท

ปี	ยอดหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี				
	หนี้ที่กระทรวงการคลังค้ำประกัน	ร้อยละ	หนี้ที่กระทรวงการคลังไม่ค้ำประกัน	ร้อยละ	รวม
2549	70,993.0	84.5%	13,014.6	15.5%	84,007.6
2550	62,883.2	82.6%	13,210.6	17.4%	76,093.7
2551	46,164.4	66.3%	23,506.4	33.7%	69,670.8

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

5.3 ผลการศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP

การจำแนกภาระทางการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ใน การศึกษานี้ใช้แนวคิดกรอบความเสี่ยงทางการคลังของภาครัฐ ซึ่งเป็นการสรุปผลการศึกษาในหัวข้อที่ 5.1 และ 5.2 ให้อยู่ในรูปของกรอบภาระทางการคลังของภาครัฐ (เช่นเดียวกับตารางที่ 4.1 ในบทที่ 4) โดย มุ่งเน้นถึงภาระและความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดขึ้นกับ กฟผ. และรัฐบาล ทั้งนี้ รายละเอียดดังปรากฏใน ตารางที่ 5.48 (ดูผลการวิเคราะห์โดยละเอียดในหัวข้อที่ 5.1 และ 5.2)

ตารางที่ 5.48 ภาระการคลังจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) ที่อาจเกิดขึ้นกับ กฟผ. และรัฐบาล
(จำแนกตามกรอบภาระทางการคลังของภาครัฐ)

	ภาระที่แน่นอน (Direct Liabilities) ต้องชำระแน่นอนเมื่อถึงกำหนด	ภาระเสี่ยง (Contingent Liabilities) อาจต้องชำระหากเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น
แบบชัดเจน (Explicit) เป็นภาระตามกฎหมาย สัญญา หรือข้อตกลง	1. ภาระการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. จากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) จำนวน 10 แห่ง ซึ่งมีลักษณะเป็นการประกันรายได้ให้กับ IPP ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA) กฟผ. มีภาระในส่วนของการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP จำนวน 10 แห่ง ในช่วงตั้งแต่ปี 2552 จนครบอายุสัญญา PPA ในปี 2582 คิดเป็นมูลค่ารวมต่ำที่สุดประมาณ 3.5 ล้านล้านบาทในสถานการณ์ที่ดีที่สุดและคิดเป็นมูลค่าสูงที่สุด 4.5 ล้านล้านบาทในกรณีที่เกิดภาวะวิกฤตจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนหรือคิดเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เฉลี่ยต่อปีต่ำที่สุดปีละ 1.13 แสนล้านบาทในสถานการณ์ที่ดีที่สุด และสูงที่สุด 1.46 แสนล้านบาท เมื่อเกิดวิกฤตจากการอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยน	2. ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายจาก เหตุสุดวิสัยตามที่ระบุไว้ในสัญญา PPA กฟผ. มีข้อผูกพันที่จะต้องชดเชยความเสียหายจากเหตุสุดวิสัยให้กับ IPP แตกต่างกันไปตามสาเหตุ ระยะเวลา และผลกระทบของเหตุการณ์ หลักการในการชดเชยในกรณีเหตุสุดวิสัยจะพิจารณาว่า ➢ เหตุสุดวิสัยเกิดจากรัฐบาล (Governmental Force Majeure) หรือไม่ได้เกิดจากรัฐบาล ➢ เหตุสุดวิสัยเกิดก่อนหรือหลังวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ➢ เหตุสุดวิสัยส่งผลกระทบต่ออะไร เช่น ส่งผลกระทบต่อเครื่องผลิตไฟฟ้า หรือระบบส่งไฟฟ้า ➢ เหตุสุดวิสัยดังกล่าวเกิดขึ้นเป็นระยะเวลายาวนานเพียงใด มากกว่า 6 เดือน หรือน้อยกว่า 3. ภาระจากการค้ำประกันเงินกู้ให้กับ กฟผ. ถึงแม้ว่า กฟผ. จะมีฐานะทางการเงินอยู่ในเกณฑ์ดี และถือว่า กฟผ. มีความสามารถในการชำระหนี้ได้เอง แต่ กฟผ. ยังได้รับการค้ำประกันเงินกู้จากรัฐบาล เช่นเดียวกับรัฐวิสาหกิจอื่นๆ โดยที่ผ่านมา กฟผ. ไม่เคยประสบปัญหาขาดสภาพคล่องจนถึงขั้นไม่สามารถจ่ายค่ารับซื้อไฟฟ้าให้กับ IPP ได้ จึงมีโอกาสน้อยมากที่ กฟผ. ต้องการการค้ำประกันเงินกู้เพื่อใช้ในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP

	ภาระที่แน่นอน (Direct Liabilities) ต้องชำระแน่นอนเมื่อถึงกำหนด	ภาระเสี่ยง (Contingent Liabilities) อาจจะต้องชำระหากเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้น
แบบโดยนัย (Implicit) เป็นภาระโดยหลักจริยธรรม คุณธรรม นอกเหนือจากที่ ปรากฏเป็นกฎหมายหรือ ข้อตกลงที่อาจถูกผลักดัน โดยกลุ่มผลประโยชน์		4. ภาระของ กฟผ. ในการชดเชยความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ IPP จากสาเหตุต่างๆ ซึ่งไม่ได้ระบุอยู่ในสัญญา PPA สัญญา PPA ระบุถึงหลักการชดเชยความเสียหายที่ครอบคลุมถึงสาเหตุต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น โอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ที่อยู่นอกเหนือจากที่สัญญา PPA ระบุจึงน้อยมาก และหากเกิดเหตุการณ์ขึ้น แนวทางการแก้ไขปัญหาจะเป็นการแก้ไขปัญหาร่วมกันของกลุ่มสัญญาเป็นกรณีไป 5. ภาระต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่า Ft ผลจากการดำเนินนโยบายของรัฐบาลที่ต้องการช่วยเหลือประชาชนให้ลดภาระค่าใช้จ่ายจากราคาไฟฟ้าที่อาจจะสูงขึ้น จึงมีการชะลอการปรับขึ้นค่า Ft มีผลให้ กฟผ. ต้องแบกรับภาระบางส่วน หากนำปัจจัยเชิงนโยบายที่จะส่งผลกระทบต่อการปรับขึ้นค่า Ft ดังกล่าวข้างต้น มาประกอบการจัดทำประมาณการแล้ว โดยกำหนดให้กรณีสถานการณ์แย่ที่สุดและการเกิดวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยนและเงินเฟ้อ มีการชะลอการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในแต่ละปีในอัตราร้อยละ 5.5 ของรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้งหมด และนำไปเรียกคืนเฉลี่ยใน 3 ปี ผลการประมาณการ พบว่าแม้นโยบายดังกล่าวจะมีผลต่อรายได้จากการขายไฟฟ้าของ กฟผ. แต่จะไม่ส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องหรือตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการเงินอย่างมีนัยสำคัญ

ที่มา : เรียบเรียงโดยคณะนักวิจัย

บทที่ 6

บทสรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ในบทที่ 6 นี้จะประกอบด้วยสรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

6.1 บทสรุป

ในปัจจุบันการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนหรือ PPP เริ่มมีบทบาทสำคัญต่อการพัฒนาประเทศเป็นอย่างมาก และในระยะต่อไป PPP จะยิ่งเพิ่มบทบาทมากขึ้นเรื่อย ๆ เนื่องจากโครงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ที่ต้องใช้งบประมาณจำนวนมากยังมีความสำคัญที่ภาครัฐต้องผลักดันให้เกิดขึ้นต่อไปอีก ในขณะที่รัฐบาลหรือรัฐวิสาหกิจมีข้อจำกัดในเรื่องงบประมาณ ซึ่งไม่มีความสามารถที่จะลงทุนเองได้ทุกโครงการภายในระยะเวลาอันรวดเร็ว หากต้องรอให้มีงบประมาณเพียงพอต้องใช้ระยะเวลาอีกนานกว่าที่รัฐบาลหรือรัฐวิสาหกิจจะสามารถจัดสรรงบประมาณได้

โครงการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนจึงเป็นทางออกในการแก้ไขปัญหาดังกล่าว ซึ่งนอกจากช่วยให้ภาครัฐสามารถจัดหาสินค้าและบริการให้แก่ประชาชนได้ในเวลาอันรวดเร็วขึ้น จากการที่ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการระดมทุนและร่วมลงทุนแล้ว การบริหารจัดการของภาคเอกชนจะช่วยให้เกิดประสิทธิภาพในการทำงานมากขึ้น โดยสามารถผลิตสินค้าและให้บริการในต้นทุนที่ต่ำกว่าการดำเนินการโดยภาครัฐ นอกจากนั้นแล้วภาคเอกชนยังรับภาระความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการแทนรัฐบาล ทั้งในเรื่องการออกแบบ ก่อสร้าง ดำเนินการและการบริหารจัดการที่อาจจะก่อให้เกิดภาระหรือต้นทุนเพิ่มขึ้น

การศึกษา วิเคราะห์ และประเมินความเสี่ยงทางการคลังจากการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนจึงมีความสำคัญและจำเป็นอย่างมาก ในการศึกษาวิจัยนี้ได้ยกเอากรณีศึกษาโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) เป็นโครงการศึกษานำร่อง เนื่องจากรัฐบาลมีนโยบายสนับสนุนให้เอกชนเข้ามาลงทุนในกิจการไฟฟ้าอย่างชัดเจนและมีมานานแล้วตั้งแต่มีมติคณะรัฐมนตรีในปี 2535

หลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์และประเมินภาระความเสี่ยงทางการคลังในที่นี้ได้ใช้กรอบภาระทางการคลัง (Fiscal Risk Matrix) ของ IMF พร้อมทั้งพัฒนาการใช้เครื่องมือหรือแบบจำลองซึ่งได้ประยุกต์มาจากแบบจำลองการประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลัง (Fiscal Risk Model) ของ IMF ซึ่งเป็นการประเมินความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นในระยะปานกลาง 3-5 ปีข้างหน้า ว่าโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) จะสร้างภาระให้แก่รัฐบาล ที่จะต้องจัดสรรงบประมาณเพื่อให้การอุดหนุนหรือชดเชยให้แก่โครงการดังกล่าวหรือไม่และมากน้อยเพียงใด โดยมีตัวชี้วัดความเสี่ยงในแบบจำลอง 3 ตัว ได้แก่ เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของรัฐบาล หนี้สุทธิของรัฐวิสาหกิจ และความต้องการด้านเงินทุนรวม รวมทั้งมี

การวิเคราะห์ความไวโดยแยกเป็นการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario Analysis) จำแนกออกเป็น 3 กรณี คือ สถานการณ์ปกติหรือกรณีฐาน สถานการณ์ดีที่สุด และสถานการณ์แย่ที่สุด และการทดสอบภาวะวิกฤต (Stress Test) จำแนกออกเป็นการทดสอบความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราเงินเฟ้อ ซึ่งในการวิเคราะห์ได้กำหนดสมมติฐานแตกต่างกันแล้วแต่สถานการณ์

ภาระและความเสี่ยงทางการคลังที่จะเกิดขึ้นแก่ภาครัฐจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) นักวิจัยได้วางกรอบการประเมินความเสี่ยงโดยแยกการวิเคราะห์ออกเป็น 4 เรื่อง คือ (1) ความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ที่จะกระทบต่อสถานะทางการเงินของ กฟผ. (2) ความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากราคาขายไฟฟ้าที่ กฟผ. ไม่สามารถส่งผ่านต้นทุนค่าไฟฟ้าได้ทั้งหมด (3) ความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากเหตุสุดวิสัย และ (4) ความเสี่ยงทางการคลังของรัฐบาลจากการค้ำประกันเงินกู้ให้แก่ กฟผ. โดยมีผลการวิเคราะห์ที่สำคัญจำแนกตามแต่ละเรื่อง สรุปได้ดังนี้

6.1.1 การศึกษาความเสี่ยงทางการคลังที่เกิดจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ที่จะกระทบต่อสถานะทางการเงินของ กฟผ. นักวิจัยได้วิเคราะห์ถึงปัจจัยที่มีผลกระทบต่อรายได้ รายจ่าย และกำไรของ กฟผ. โดยเริ่มจากการวิเคราะห์ทางด้านรายจ่ายซึ่งเป็นการวิเคราะห์ผลกระทบจากการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ต่อต้นทุนขายไฟฟ้า พบว่าค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่าย (AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ซึ่งค่ารับซื้อไฟฟ้าเป็นต้นทุนขายไฟฟ้าที่สำคัญที่สุด โดยในปี 2551 ค่ารับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มีสัดส่วนร้อยละ 30 ของต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งต้นทุนขายไฟฟ้ามีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 90 ของโครงสร้างรายจ่าย เมื่อเปรียบเทียบต้นทุนในการซื้อไฟฟ้าจาก IPP กับต้นทุนที่ กฟผ. ผลิตเอง ผลการประมาณการต้นทุนขายไฟฟ้า ในช่วงปี 2552-2557 มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในทุกสถานการณ์จำลอง โดยกรณีฐานและกรณีสถานการณ์ดีที่สุดจะมีค่ารับซื้อไฟฟ้าใกล้เคียงกัน ส่วนสถานการณ์แย่ที่สุดจะมีค่ารับซื้อไฟฟ้าสูงกว่าสองกรณีแรก สำหรับผลการทดสอบภาวะวิกฤต พบว่า การอ่อนค่าของอัตราแลกเปลี่ยนจะส่งผลให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าสูงที่สุด

หากพิจารณาด้านทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในช่วงปี 2547-2551 มีอัตรา 2.02 บาท ถูกกว่าต้นทุนที่ กฟผ. ผลิตเองที่มีอัตรา 2.09 บาท ถูกกว่าอยู่ 0.07 บาทต่อหน่วย แสดงให้เห็นว่าการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ช่วยลดต้นทุนขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ได้ ซึ่งผลจากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองกรณีสถานการณ์แย่ที่สุดจะมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยสูงที่สุด โดยในปี 2551 ต้นทุนขายไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 87 ของรายได้จากการขายไฟฟ้า เมื่อเปรียบเทียบรายได้ต่อต้นทุนต่อหน่วยจะมีส่วนต่างอยู่ที่ 0.33 บาทต่อหน่วย ในขณะที่ส่วนต่างของรายได้ต่อต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP อยู่ที่ 0.54 บาทต่อหน่วย ซึ่งผลการประมาณการด้านการดำเนินงานในช่วงปี 2552-2557 พบว่าในสถานการณ์จำลองทุกกรณีมีผลกำไรสุทธิ โดยกรณีสถานการณ์ดีที่สุดจะมีอัตรากำไรสูงสุดอยู่ที่ร้อยละ 6.14 – 7.10

การวิเคราะห์ทางด้านหนี้สินของ กฟผ. จากการประมาณพบว่าหนี้คงค้างของ กฟผ. ในช่วงปี 2552-2557 มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง เป็นผลจากแผนการการลงทุนและแผนการก่อหนี้ จากการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองและทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า การอ่อนค่าของเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อหนี้สินของกฟผ. อย่างมีนัยสำคัญ มีผลให้หนี้คงค้างในกรณีวิกฤตค่าเงินมีค่าสูงที่สุด และถัดมาคือ กรณีสถานการณ์แย่มากที่สุด

ผลการวิเคราะห์ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังทางการคลังจากแบบจำลองประเมินความเสี่ยงทางการคลังของ IMF พอสรุปได้ดังนี้

(1) ตัวชี้วัดเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของกฟผ. ระหว่างปี 2550-2551 มีค่าเป็นบวก ซึ่งหมายถึง กฟผ. มีรายจ่ายให้แก่รัฐบาลมากกว่าการได้รับงบประมาณ ผลการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง ในช่วงปี 2552-2557 พบว่าเงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณของทุกกรณีเป็นบวกและมีแนวโน้มสูงขึ้น โดยมีค่าสูงที่สุดในกรณีสถานการณ์ดีที่สุด และในการทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า การเพิ่มขึ้นของอัตราเงินเฟ้อจะ มีผลกระทบต่อรายจ่ายให้แก่รัฐบาลมากกว่าการอ่อนตัวของค่าเงิน

(2) ตัวชี้วัดหนี้สุทธของกฟผ. ระหว่างปี 2550-2551 มีแนวโน้มลดลง อย่างไรก็ตาม ในการประมาณการหนี้สุทธของกฟผ. ระหว่างปี 2552-2557 พบว่ามีแนวโน้มสูงขึ้นจากความต้องการเงินทุนเพื่อนำไปใช้ในการลงทุนตามแผน ผลการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองและการทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า วิกฤตค่าเงินจะทำให้หนี้สุทธของ กฟผ. สูงที่สุด ถัดมาคือกรณีสถานการณ์แย่มากที่สุด ในขณะที่กรณีสถานการณ์ดีที่สุดจะทำให้หนี้สุทธของ กฟผ. ต่ำที่สุด

(3) ตัวชี้วัดความต้องการด้านเงินทุนรวม ระหว่างปี 2545-2551 กฟผ. มีสถานะดุลการดำเนินงานสุทธิเกินดุลหรือมีผลกำไรจากการดำเนินงานมาโดยตลอด ซึ่งหมายถึง กฟผ. มีรายได้เพียงพอต่อค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน แต่อย่างไรก็ตาม รายได้ดังกล่าวยังไม่เพียงพอต่อรายจ่ายลงทุน ทำให้ กฟผ. มีความต้องการด้านเงินทุนเพื่อใช้ในการลงทุนที่เป็น โครงการที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ผลการวิเคราะห์สถานการณ์จำลองและการทดสอบภาวะวิกฤตพบว่า กรณีสถานการณ์แย่มากที่สุดจะทำให้ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. สูงที่สุด ถัดมาคือกรณีวิกฤตจากอัตราเงินเฟ้อ ในขณะที่กรณีสถานการณ์ดีที่สุดจะทำให้ความต้องการเงินทุนของ กฟผ. ต่ำที่สุด

6.1.2 การวิเคราะห์ภาระหรือความเสี่ยงทางการคลังที่จะเกิดขึ้นจากการที่กฟผ. ไม่สามารถส่งผ่านต้นทุนการขายส่งไฟฟ้าให้กับ กฟน. และ กฟภ. ได้ทั้งหมด เนื่องจากโครงสร้างการคิดค่าไฟฟ้าและกลไกการปรับค่าไฟฟ้าไม่เอื้อให้เกิดการส่งผ่านต้นทุนที่เกิดขึ้นได้อย่างเต็มที่ เนื่องจากการปรับสูตร Ft ใหม่ทำให้การคำนวณค่า Ft สามารถเปลี่ยนแปลงตามราคาค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเท่านั้น โดยกฟผ. ต้องรับภาระต่อผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเอง (ผลกระทบด้านการชำระหนี้ต่างประเทศ) นอกจากนั้นแล้วผลจากการดำเนินนโยบายของรัฐบาลที่ต้องการช่วยเหลือประชาชนซึ่งเป็น end user ให้ลดภาระค่าใช้จ่ายจากราคาไฟฟ้าที่อาจจะสูงขึ้น จึงมีการชะลอการปรับขึ้นค่า Ft มีผลให้กฟผ. ต้องแบกรับภาระ

บางส่วน หากนำปัจจัยเชิงนโยบายที่จะส่งผลต่อการปรับขึ้นค่า F_t ดังกล่าวข้างต้น มาประกอบการจัดทำประมาณการแล้ว โดยกำหนดให้กรณีสถานการณ์แย่มากที่สุดและการเกิดวิกฤตอัตราแลกเปลี่ยนและเงินเฟ้อ มีการชะลอการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในแต่ละปีในอัตราร้อยละ 5.5 ของรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้งหมดและนำไปเรียกคืนเฉลี่ยใน 3 ปีข้างหน้า ผลการประมาณการ พบว่าแม้นโยบายดังกล่าวจะมีผลต่อรายได้จากการขายไฟฟ้าของ กฟผ. แต่จะไม่ส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องหรือตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการเงินอย่างมีนัยสำคัญ

6.1.3 ภาระความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุสุดวิสัยที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ที่เป็นสถานการณ์ที่ไม่สามารถควบคุมได้ซึ่ง กฟผ. จะต้องรับผิดชอบในการจ่ายค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (AP) ที่สำคัญมาจากสาเหตุ ดังนี้ เหตุสุดวิสัยที่เกิดจากรัฐบาลและเกิดหลังจากวันกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กฟผ. ต้องจ่ายค่า AP ตามจำนวนการจ่ายไฟฟ้า และเหตุสุดวิสัยจากสาเหตุนอกเหนือจากรัฐบาลที่ส่งผลกระทบต่อเครื่องผลิตไฟฟ้าเกิดขึ้นหลังจากวันกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กฟผ. ต้องจ่ายค่า AP ให้แก่คู่สัญญาเฉพาะในส่วนที่กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ ส่วนภาระความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุสุดวิสัยที่ไม่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าพบว่ามีน้อยมาก

6.1.4 สัดส่วนของหนี้คงค้างที่กระทรวงการคลังค้ำประกันของ กฟผ. อยู่ในระดับที่สูง โดยในช่วง 3 ปีที่ผ่านมา (ปี 2549 – 2551) สัดส่วนของหนี้คงค้างของ กฟผ. ที่กระทรวงการคลังค้ำประกัน มีสัดส่วนเฉลี่ยสูงถึงประมาณร้อยละ 80 ของหนี้คงค้าง ณ สิ้นปี ซึ่งถือเป็นความเสี่ยงที่สำคัญในส่วนของการทางการเงินที่อาจเกิดขึ้น (Contingent Liabilities) หากมีเหตุการณ์บางอย่างเกิดขึ้นแบบชัดเจน อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมามาฐานะทางการเงินของ กฟผ. นั้น จัดว่าอยู่ในเกณฑ์ดี และ กฟผ. ไม่เคยประสบปัญหาการขาดสภาพคล่อง และความสามารถในการชำระภาระหนี้

6.2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ผลการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลพอสรุปได้ว่าโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ก่อให้เกิดผลดีต่อ กฟผ. เป็นอย่างมาก ที่สำคัญมีดังนี้ (1) IPP เข้ามาแบ่งเบารับภาระในการผลิตไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ต้องผลิตไฟฟ้าให้ได้ทันความต้องการไฟฟ้าซึ่งมีปริมาณเพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของภาวะเศรษฐกิจ (2) กฟผ. มีข้อจำกัดในเรื่องงบประมาณในการขยายการผลิตไฟฟ้า และมีข้อจำกัดในเรื่องแหล่งพลังงานที่มีราคาถูก เช่น ไม่สามารถดำเนินการขยายการสร้างเขื่อนพลังงานน้ำเพิ่มขึ้นได้ (3) การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ถูกกว่าการผลิตเอง ซึ่งพิจารณาเปรียบเทียบกับต้นทุนต่อหน่วยในการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ถูกกว่าต้นทุนในการขายไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งถือได้ว่าโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชนเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาประเทศเป็นอย่างมาก

อย่างไรก็ตาม นักวิจัยยังมีความเห็นและข้อเสนอแนะในวิเคราะห์และประเมินความเสี่ยงจากการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยจำแนกความเห็นและข้อเสนอแนะเป็น 3 ระดับ ดังนี้

6.2.1 การดำเนินงานของ IPP

(1) ปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญที่มีผลกระทบต่อการซื้อไฟฟ้าจาก IPP คือ ความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน อัตราดอกเบี้ย ดัชนีราคาผู้บริโภค ปัญหาทางการเงิน ปัญหาทางเทคนิคที่เกิดจากความผิดพลาดของมนุษย์ การเปลี่ยนแปลงกฎหมาย ระเบียบ ข้อตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และนโยบายของรัฐบาล ดังนั้นในการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะต้องพิจารณาและระบุให้ชัดเจนว่าใครจะเป็นผู้รับผิดชอบภาระความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น

(2) การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีลักษณะเป็นการประกันราคา ที่กำหนดให้ กฟผ. จะต้องจ่ายหากโรงไฟฟ้ามีความพร้อมจ่ายในการผลิตตามคำสั่งเดินเครื่องหรือค่าความพร้อมจ่าย (AP) แม้ไม่มีการผลิตก็ตาม ซึ่งการกำหนดดังกล่าวควรมีการพิจารณาอย่างรอบคอบและระมัดระวัง และควรมีการบริหารจัดการในการสั่งผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดและเกิดประโยชน์สูงสุด

(3) ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในแต่ละแห่ง ไม่ว่าจะเป็น IPP หรือของ กฟผ. เอง ควรมีการเตรียมความพร้อมในเรื่องสถานที่หรือทำเลที่ตั้ง ซึ่งควรพิจารณาถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การยอมรับของประชาชนในพื้นที่ โดยต้องมีการสำรวจศึกษาอย่างมีมาตรฐานและรอบคอบ มีการให้ข้อมูลและชี้แจงทำความเข้าใจกับประชาชนให้ชัดเจนก่อนที่จะดำเนินการสร้าง เพื่อไม่ให้เกิดการต่อต้านจากประชาชนและลดความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น

6.2.2 การดำเนินงานของ กฟผ.

(1) การส่งผ่านต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าควรเป็นลักษณะ full cost pass through ซึ่งทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้า ที่เป็น end users ต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่ตนเองเป็นผู้ใช้ซึ่งจะทำให้เกิดการสร้างจิตสำนึกในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ อย่างไรก็ตาม ในอดีตที่ผ่านมาจนถึงปัจจุบัน คณะกรรมการ กฟผ. มีนโยบายที่จะบรรเทาภาระค่าไฟฟ้าที่จะเกิดกับประชาชนเป็นการทั่วไปตามการพิจารณาปรับค่า F₁ ทุกรอบ 4 เดือน ทำให้ กฟผ. มียอดขายได้ค่ารับเกือบ 20,000 ล้านบาท ซึ่ง กฟผ. และ รัฐบาลควรมีนโยบายในการทยอยลดยอดขายได้ค่าไฟฟ้าคงค้างดังกล่าว และเริ่มให้ความสำคัญกับการมีมาตรการที่อาจจะช่วยเหลือผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะกลุ่มที่มีความจำเป็นต้องได้รับการช่วยเหลือจริง และมีระยะเวลาสิ้นสุดแน่นอน เช่น การใช้มาตรการ 5 มาตรการ 6 เดือนที่สามารถจำกัดกลุ่มผู้ที่ควรจะได้รับช่วยเหลือ

(2) การเปิดโอกาสให้เอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าเพื่อแบ่งเบาภาระการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ต้องรับผิดชอบในการสนองตอบต่อความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ที่นับวันจะเพิ่มขึ้นอย่าง

ต่อเนื่อง โดยกฟผ.ต้องเตรียมกำลังผลิตไฟฟ้าให้สามารถครอบคลุมถึงระดับความต้องการสูงสุด (Peak) เอาไว้ แม้ว่าในแต่ละวันจะมีช่วง Peak ในระยะเวลาสั้น ๆ หรือตลอดทั้งปีอาจมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพียงไม่กี่วันก็ตาม ซึ่งทำให้ประเทศต้องสูญเสียทรัพยากรเป็นอย่างมากที่จะต้องรักษาระดับกำลังผลิตนั้นไว้ ดังนั้น จึงจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยการรณรงค์ให้ประชาชนใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัดและลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak อย่างจริงจังและดำเนินการอย่างต่อเนื่อง

(3) การกระจายความเสี่ยงทางด้านเชื้อเพลิง เนื่องจากทรัพยากรที่นำมาใช้เป็นแหล่งพลังงาน นับวันจะลดน้อยลงทุกที เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการเตรียมการหาแหล่งพลังงานทดแทนเพื่อรองรับกับปัญหาที่ประเทศจะต้องเผชิญในอนาคต

(4) กลไกการกำหนดสูตรและค่าในการคำนวณค่าไฟฟ้าในส่วนค่าไฟฟ้าฐาน อยู่บนสมมติฐานที่มีการบริหารจัดการของ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น การกำหนดค่า CPI-X ซึ่งเป็นการกำหนดค่าการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานของการไฟฟ้า หรือค่า X สำหรับแต่ละกิจการและการนำค่าสัมประสิทธิ์ความยืดหยุ่นของต้นทุนต่อปริมาณ (Cost Volume Elasticity: CVE) มาใช้ในขณะที่ค่าไฟฟ้าฐานไม่ได้มีการปรับมาตั้งแต่ปี 2548 ดังนั้น เป็นหน้าที่และความรับผิดชอบของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในการรักษาและพัฒนาการบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพให้ดีขึ้นกว่าคาดการณ์เมื่อตั้งค่าไฟฟ้าฐาน เพื่อลดภาระต้นทุนในการดำเนินงานที่ไม่อาจส่งผ่านให้ผู้บริโภคได้ ซึ่งหากเกิดการการเงินจากการบริหารจัดการที่ไม่มีประสิทธิภาพ นอกจากจะเป็นภาระแก่ตัวรัฐวิสาหกิจเองอาจเกิดเป็นภาระการคลังด้วยในที่สุด

6.2.3 การดำเนินงานของรัฐบาล กระทรวงการคลัง หน่วยงานกำกับด้าน PPP และหน่วยงานกำกับกิจการด้านพลังงาน

(1) การพิจารณาคัดเลือก การกำกับดูแล และตรวจสอบการดำเนินการของ IPP ควรเป็นไปอย่างมีระบบและยึดหลักธรรมาภิบาล ที่มุ่งเน้นความโปร่งใส การมีประสิทธิภาพ ความรับผิดชอบ การตรวจสอบได้ และดำเนินการตามกฎหมาย

(2) แม้ว่าผลของโครงการวิจัยจะพบว่าโครงการ IPP จะไม่สร้างภาระในอนาคตหรือความเสี่ยงในระดับที่เป็นปัญหาแก่ กฟผ. และรัฐบาล ก็ตาม แต่จากสาเหตุของความเสี่ยงทางการคลังประการหนึ่งคือการไม่รู้สถานะที่แท้จริงของภาระและความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นอย่างครบถ้วนสมบูรณ์ ในขณะที่โครงการ PPP จะมีความสำคัญขึ้นเรื่อยๆ แต่ยังไม่มีการติดตามและประเมินผลอย่างบูรณาการ ดังนั้น ในระหว่างรอการจัดตั้ง PPP unit กระทรวงการคลังหรือภาครัฐที่เกี่ยวข้องควรมีการสร้างกลไกในการติดตามประเมินผลและเปิดเผยต่อสาธารณะอย่างเป็นระบบโดยเร็ว

ตารางที่ 6.1 สรุปวัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัยและผลการศึกษาวิจัย

วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย	ผลการศึกษาวิจัย	ข้อมูลอ้างอิง
1. เพื่อศึกษาต้นทุนและผลการดำเนินงานในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)	ข้อมูลพื้นฐานด้านต้นทุนและการดำเนินงานรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งพัฒนามาจาก 3 ขั้นตอน ตั้งแต่ 1) การคัดเลือกผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ 2) การทำสัญญาระหว่าง กฟผ. กับ IPP ซึ่งหมายถึงการกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. รับซื้อจาก IPP และ 3) การกำหนดค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ได้แก่ กฟภ. และ กฟน.	บทที่ 3 หน้า 51 – 59
	โครงสร้างและรายละเอียดการคำนวณต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ซึ่งประกอบด้วยค่า AP และ EP และโครงสร้างการขายไฟฟ้าให้กับ กฟภ. และ กฟน. ซึ่งประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐาน และค่าไฟฟ้าอัตโนมัติหรือค่าไฟฟ้าผันแปร (ค่า F_v) พร้อมทั้งปัจจัยที่มีผลกระทบต่อการคำนวณต้นทุนและค่าขายไฟฟ้า	บทที่ 3 หน้า 51 – 59
	ผลการศึกษาและวิเคราะห์ต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในระหว่างปี 2552 – 2557 จากการศึกษา 3 กรณี และทดสอบภาวะวิกฤต 2 กรณี ภายใต้สมมติฐานที่กำหนด	บทที่ 5 หน้า 90 – 107
	ผลการศึกษาและวิเคราะห์ต้นทุนขายไฟฟ้าทั้งหมดที่เกิดขึ้นจริงในอดีต และประมาณการในอนาคต โดยจำแนกผลของต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP กับต้นทุนการขายไฟฟ้าที่สำคัญอื่นๆ รวมทั้งวิเคราะห์รายได้จากการขายไฟฟ้า กำไรสุทธิและภาระหนี้สินของ กฟผ. เพื่อสรุปสถานะทางการเงินโดยรวมซึ่งเป็นผลจากการเปลี่ยนแปลงต้นทุนซื้อไฟฟ้าจาก IPP	บทที่ 5 หน้า 108 - 123

วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย	ผลการศึกษาวิจัย	ข้อมูลอ้างอิง
2. เพื่อศึกษาขอบเขตของการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP) และปัจจัยที่มีผลกระทบต่อภาระทางการคลังของรัฐบาล	● ข้อมูลพื้นฐานด้านขอบเขตการร่วมลงทุนแบบ PPP โดยนำเสนอในลักษณะการวิเคราะห์ความเสี่ยงและภาระทางการคลังของภาครัฐ ● ข้อมูลพื้นฐานด้านต้นทุนและการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เพื่อให้เข้าใจที่มาและปัจจัยที่จะกระทบต่อภาระและความเสี่ยงทางการคลังจาก IPP	บทที่ 2 หน้า 30 – 33 บทที่ 3 หน้า 51 – 59 และ 60 – 64 บทที่ 4 หน้า 66 - 68
3. เพื่อทำการประเมินมูลค่าภาระทางการคลังที่รัฐบาลจะต้องรับภาระในโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ (IPP)	● ผลการศึกษาและวิเคราะห์ภาระและความเสี่ยงทางการคลังจากการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในระหว่างปี 2552 – 2557 จากการศึกษา 3 กรณี และทดสอบภาวะวิกฤต 2 กรณี ภายใต้สมมติฐานที่กำหนด โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ตัวชี้วัดความเสี่ยงทางการคลังจากแบบจำลองประเมินความเสี่ยง ซึ่งประกอบด้วย 1) เงินรับ-จ่ายสุทธิจากงบประมาณ 2) หนี้สุทธิของ กฟผ. และ 3) ความต้องการด้านเงินทุนรวมของ กฟผ. ● ผลการศึกษาและวิเคราะห์ภาระและความเสี่ยงทางการคลังจากการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP โดยการวิเคราะห์ข้อมูลเชิงคุณภาพ ซึ่งประกอบด้วย 1) ภาระต้นทุนค่ารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่า F_t และความสามารถในการส่งผ่านต้นทุนดังกล่าว 2) ภาระของ กฟผ. จากเหตุผลวิสัยต่างๆ ที่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) และ 3) ภาระของ กฟผ. จากเหตุผลวิสัยต่างๆ ที่ไม่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	บทที่ 5 หน้า 124 - 146 บทที่ 5 หน้า 147 - 158

วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย	ผลการศึกษาวิจัย	ข้อมูลอ้างอิง
4. เพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษาวิเคราะห์และประเมินภาระทางการคลังจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชนอื่นๆ	แนวคิดและแบบจำลองในการศึกษาภาระการคลังจาก IPP โดยได้ประยุกต์ใช้แบบจำลองในการประเมินความเสี่ยงทางการคลังและภาระทางการคลัง (Fiscal Risk Model) ของ IMF เพื่อศึกษาและประเมินความเสี่ยงและภาระทางการคลังที่จะเกิดขึ้นหรืออาจจะเกิดขึ้นจากรัฐวิสาหกิจในระยะปานกลาง (3-5 ปี ข้างหน้า) โดยวิเคราะห์ข้อมูลที่ปรากฏอยู่ในงบดุลของรัฐวิสาหกิจ และข้อมูลที่อยู่นอกงบดุล เช่น การร่วมทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน และการดำเนินโครงการต่างๆ ตามนโยบายของรัฐบาล ทั้งนี้ แบบจำลองดังกล่าวสามารถนำไปประยุกต์ใช้กับหน่วยงานของภาครัฐอื่นๆ อาทิ เช่น ส่วนราชการ องค์การมหาชน หรือ องค์การของรัฐที่เป็นอิสระได้	บทที่ 4 หน้า 69 - 77
5. เพื่อนำผลของการศึกษานี้ไปใช้ในการเสนอแนะนโยบายด้านการบริหารความเสี่ยงด้านการคลังเพื่อรักษาความยั่งยืนและเสถียรภาพทางการคลัง	จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย โดยแบ่งเป็น 3 ระดับ ได้แก่ 1) การดำเนินงานของ IPP 2) การดำเนินงานของ กฟผ. 3) การดำเนินงานของรัฐบาล กระทรวงการคลัง หน่วยงานกำกับด้าน PPP และหน่วยงานกำกับกิจการด้านพลังงาน	บทที่ 6

6.3 ข้อจำกัดในการวิจัยและแนวทางการดำเนินงานต่อไป

ในการดำเนินโครงการวิจัยนี้ คณะผู้วิจัยได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลพร้อมทั้งจัดทำสมมติฐานที่เกี่ยวกับการดำเนินงานของ กฟผ. เพื่อใช้ในการประมาณการที่เกี่ยวข้อง โดยในส่วนผลกระทบค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตามสถานการณ์ต่างๆ ได้ขอความร่วมมือจาก กฟผ. ในการจัดทำประมาณการ เนื่องจากมีรายละเอียดปลีกย่อยจำนวนมาก ประกอบกับ กฟผ. มีแบบจำลองที่ใช้งานในกรณีดังกล่าวอยู่แล้ว อย่างไรก็ตาม ในการจัดทำประมาณการส่วนอื่นๆ ที่มีความสำคัญรองลงมา คณะผู้วิจัยได้ใช้สมมติฐานที่จัดทำขึ้นในเบื้องต้นและใช้เป็นสมมติฐานเดียวกันในทุกกรณี เพื่อให้การวิเคราะห์แสดงผลจากผลกระทบของต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก IPP เป็นหลัก ดังนั้น ผลการวิจัยอาจมีข้อจำกัดที่ไม่ได้แสดงประมาณการที่ถูกต้องครบถ้วน ซึ่งคณะผู้วิจัยเห็นว่า หากมีการนำแนวคิดและเครื่องมือในการวิเคราะห์ที่เสนอในงานวิจัยครั้งนี้ ไปประยุกต์ใช้กับโครงการ PPP อื่นๆ อาจพิจารณาปรับปรุงการประมาณการตามประเด็นที่สรุปได้ ดังนี้

1. การหาแนวโน้มจากข้อมูลย้อนหลัง 5 – 10 ปี เพื่อนำมาใช้ประมาณการในอนาคต เช่นการใช้แนวโน้มมูลค่าต้นทุนขายไฟฟ้าต่อรายได้จากการขายไฟฟ้า 5 ปี ย้อนหลังเพื่อนำมาประมาณการรายได้จากการขายไฟฟ้า ในระหว่างปี 2552 – 2557 ตามแนวทางของคณะผู้วิจัยนั้น มีข้อจำกัดเนื่องจากข้อมูลย้อนหลัง 5 ปี มีปัจจัยผิดปกติที่กระทบผลของการขายไฟฟ้า เช่น การชะลอการขึ้นค่า F_t ตามนโยบายของ กทพ. เป็นต้น ดังนั้นจึงควรปรับปรุงปัจจัยกระทบดังกล่าวออกจากข้อมูลย้อนหลังก่อนการหาแนวโน้ม ซึ่งในกรณีวิจัยนี้ อาจรวมถึงการประมาณการตัวแปรอื่นๆ ในงบการเงินด้วย

2. โครงการวิจัยนี้ ได้วิเคราะห์ประมาณการผลการดำเนินงานของ IPP และ กฟผ. ในระหว่างปี 2552 – 2557 โดยใช้สมมติฐานตั้งแต่ปี 2552 เป็นต้นไป อย่างไรก็ตาม กฟผ. มีการรวบรวมและประมาณการข้อมูลการดำเนินงานปี 2552 ที่สะท้อนข้อมูลล่าสุดที่เกิดขึ้นจริง ซึ่งทำให้ลดการใช้สมมติฐานสำหรับปี 2552 และทำให้มีฐานข้อมูลเพื่อใช้ประมาณการต่อไปที่เหมาะสมกว่าข้อมูลของคณะผู้วิจัย ดังนั้น จึงควรมีการปรับปรุงข้อมูลให้เป็นปัจจุบันมากขึ้นเมื่อมีการขยายผลการศึกษาต่อไป

3. ตัวแปรในงบการเงินของ กฟผ. ที่ไม่เกี่ยวกับการซื้อ IPP คณะผู้วิจัยจะใช้ข้อมูลตามแผนงานพื้นฐานที่ กฟผ. มีการจัดทำขึ้น เพื่อประกอบการประมาณการ โดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงตามสมมติฐานเศรษฐกิจมหภาคในแต่ละกรณี เพื่อเป็นการลดผลกระทบจากปัจจัยอื่นๆ ที่ไม่ได้เกี่ยวข้องกับการซื้อ IPP อย่างไรก็ตาม มีบางตัวแปรที่ถึงแม้จะไม่เกี่ยวข้องกันกับ IPP แต่มีผลกระทบต่องบการเงินโดยรวมค่อนข้างมาก เช่น รายจ่ายลงทุนและการระดมเงินที่มีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาท หรืออัตราค่าขนส่งสินค้าตามประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ทางเศรษฐกิจ ดังนั้น ในการขยายผลการวิเคราะห์ จึงอาจปรับปรุงสมมติฐานอื่นๆ ให้สะท้อนปัจจัยที่เปลี่ยนแปลงไปมากที่สุด

4. โครงการวิจัยนี้ ได้ทำการวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อการดำเนินงานของ กฟผ. ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจที่มีความมั่นคงตามลักษณะการทำธุรกรรมโดยปกติอยู่แล้ว ประกอบกับรูปแบบการทำสัญญา PPA กับ IPP ได้ผ่านกระบวนการพิจารณาและปรับปรุงจากหน่วยงานกำกับดูแลอย่างรอบคอบมาแล้ว ทำให้ผลการวิเคราะห์จากโครงการวิจัยนี้ ไม่แสดงผลกระทบเชิงลบอย่างมีนัยสำคัญต่อฐานะของ กฟผ. อย่างไรก็ตาม หากนาระเบียบวิธี

การศึกษาของโครงการนี้ ไปใช้กับการทำ PPP รูปแบบอื่น ที่คู่สัญญาฝ่ายรัฐเป็นรัฐวิสาหกิจที่มีฐานะการเงินอ่อนแอกว่า กฟผ. จำเป็นต้องมีการปรับปรุงวิธีประมาณการให้สะท้อนลักษณะเฉพาะหรือประเด็นที่ต้องให้ความสนใจเป็นพิเศษ (ประเด็นปัญหา) ของแต่ละรัฐวิสาหกิจด้วย

บรรณานุกรม

ณดา จันทร์สม. การลงทุนขนาดใหญ่ของไทย: บทเรียนจากวิกฤตและแนวทางการจัดการสำหรับอนาคต. สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์, 2549.

วิมล ชาตะมินา และมยุร บุญยะรัตน์. การร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐและเอกชน การรับประกันหนี้ของรัฐบาลและความเสี่ยงทางการคลัง. บทความแปลจาก “**Public-Private Partnerships, Government Guarantees, and Fiscal Risk** (IMF, 2005).” โดยกลุ่มงานบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง, 2549.

วิมล ชาตะมินา. ทำไมจึงต้องบริหารความเสี่ยงทางการคลัง, วารสารการเงินการคลัง, หน้า 77-78. ปีที่ 19 ฉบับที่ 60/2550, 2550.

Ana Corbacho, Taline Koranchelian and Gerd Schwartz. **Public-Private Partnerships and Fiscal Risk**. Fiscal Affairs Department, International Monetary Fund, 2006.

Bixi , H. P. and Mody. **A. Dealing with Government Fiscal Risk: An Overview**. In H.P. Bixi and A. Schick (Eds.), **Government at Risk** (pp. 21-58). The World Bank and Oxford University Press, New York, 2002.

Energy, Transport, and Water Department and Finance, Economics & Urban Department, **Detering Corruption and Improving Governance in the Electricity Sector**. World Bank, A Sourcebook.

Greacen, C. S. and C. Greacen. "**Thailand's Electricity Reforms: Privatization of Benefits and Socialization of Costs and Risks**." Pacific Affairs 77(3): 517-541, 2004.

International Monetary Fund. **Government guarantees and fiscal risk**, 2004.

International Monetary Fund. **Public-private partnerships**, 2004.

Irwin, Timothy. **Public Money for Private infrastructure**, The World Bank, 2003.

Irwin, Timothy. **Government Guarantees: An analysis of the allocation and valuation of risk**. Draft, 2006.

Kate Bayliss and David Hall. **Independent Power Producers: A Review of the Issues**. Public Services International Research Unit (PSIRU), University of Greenwich, 2000.

Polackova, H. **Contingent Government Liabilities: A Hidden Risk for Fiscal Stability**. Policy Research Working Paper 1989. World Bank, Washington, D.C. , 1998.

Richard Hemming, **Public-Private Partnerships, Government Guarantees, and Fiscal Risk**, Internal Monetary Fund, 2005.

Staff Team Led by Richard Hemming **Public-Private Partnerships, Government Guarantees, and Fiscal Risk**. International Monetary Fund. Washington, DC. , 2006.

Woo, P. Y. (2005). **Independent Power Producers in Thailand**, the Center for Environmental Science and Policy.

Woodhouse, E. (2005). **The Experience of Independent Power Producers in Developing Countries**, Program on Energy and Sustainable Development (PESD), Stanford University.

ภาคผนวก 1

พระราชบัญญัติ

ว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ

พ.ศ. 2535

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานพระราชบัญญัติ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ

พ.ศ. ๒๕๓๕

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ภูมิพลอดุลยเดช ป.ร.

ให้ไว้ ณ วันที่ ๓๑ มีนาคม พ.ศ. ๒๕๓๕

เป็นปีที่ ๔๗ ในรัชกาลปัจจุบัน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

พระบาทสมเด็จพระปรมินทรมหาภูมิพลอดุลยเดช มีพระบรมราชโองการโปรดเกล้าฯ ให้ประกาศว่า

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

โดยที่เป็นการสมควรให้มีกฎหมายว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

จึงทรงพระกรุณาโปรดเกล้าฯ ให้ตราพระราชบัญญัติขึ้นไว้โดยคำแนะนำและยินยอมของสภานิติบัญญัติแห่งชาติ ทำหน้าที่รัฐสภา ดังต่อไปนี้

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๑ พระราชบัญญัตินี้เรียกว่า “พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. ๒๕๓๕”

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๒ พระราชบัญญัตินี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๓ บรรดากฎหมาย กฎ ข้อบังคับ มติคณะรัฐมนตรีและคำสั่งอื่นใดในส่วนที่บัญญัติไว้แล้วในพระราชบัญญัตินี้ หรือซึ่งขัดหรือแย้งกับพระราชบัญญัตินี้ให้ใช้พระราชบัญญัตินี้แทน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

พระราชบัญญัตินี้ให้ใช้บังคับแก่การให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ เว้นแต่การให้สัมปทานตามกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมและการให้ประจักษ์ตามกฎหมายว่าด้วยแร่

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๔ ให้นายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังรักษาการตามพระราชบัญญัตินี้ และให้มีอำนาจออกกฎกระทรวงเพื่อปฏิบัติการให้เป็นไปตามพระราชบัญญัตินี้ กฎกระทรวงนั้น เมื่อได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษาแล้วให้ใช้บังคับได้

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

หมวด ๑

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ราชกิจจานุเบกษา เล่ม ๑๐๙/ตอนที่ ๔๒/หน้า ๑๐๑/๘ เมษายน ๒๕๓๕

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๕ ในพระราชบัญญัตินี้

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา “หน่วยงานเจ้าของโครงการ” หมายความว่า ส่วนราชการที่มีฐานะเป็นกรมหรือ

เทียบเท่า รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานอื่นของรัฐ หรือราชการส่วนท้องถิ่นที่เป็นเจ้าของโครงการ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“รัฐวิสาหกิจ” หมายความว่า รัฐวิสาหกิจตามกฎหมายว่าด้วยวิธีการงบประมาณ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา “ราชการส่วนท้องถิ่น” หมายความว่า ราชการบริหารส่วนท้องถิ่นตามกฎหมาย

ว่าด้วยระเบียบบริหารราชการแผ่นดิน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“กระทรวงเจ้าสังกัดของส่วนราชการ” หมายความว่า กระทรวงหรือทบวงซึ่งมี

ส่วนราชการในสังกัดตามกฎหมายว่าด้วยการปรับปรุงกระทรวง ทบวง กรม

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา “กระทรวงเจ้าสังกัดของรัฐวิสาหกิจ” หมายความว่า

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

(๑) กรณีบริษัทจำกัด หมายความว่า กระทรวงการคลังหรือกระทรวงหรือทบวง

ที่ได้รับมอบอำนาจให้ใช้สิทธิเป็นผู้ถือหุ้นของบริษัทจำกัดแทนกระทรวงการคลัง

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

(๒) กรณีไม่ใช่บริษัทจำกัด หมายความว่า กระทรวงหรือทบวง ซึ่ง

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา รัฐมนตรีว่าการเป็นผู้อุปถัมภ์ตามกฎหมายว่าด้วยการจัดตั้งรัฐวิสาหกิจนั้น หรือรัฐมนตรี

ผู้รับผิดชอบในงานของรัฐวิสาหกิจนั้น

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“กระทรวงเจ้าสังกัดของราชการส่วนท้องถิ่น” หมายความว่า

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา กระทรวงมหาดไทย

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“กิจการของรัฐ” หมายความว่า กิจการที่ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานอื่น

ของรัฐ หรือราชการส่วนท้องถิ่นหน่วยใดหน่วยหนึ่งหรือหลายหน่วยรวมกัน ซึ่งมีอำนาจหน้าที่ต้อง

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ทำตามกฎหมายหรือกิจการที่จะต้องใช้ทรัพยากรธรรมชาติ หรือทรัพย์สินของส่วนราชการ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานอื่นของรัฐ หรือราชการส่วนท้องถิ่นหน่วยใดหน่วยหนึ่งหรือหลายหน่วย

ร่วมกัน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“โครงการ” หมายความว่า การลงทุนในกิจการของรัฐ และการลงทุนนั้นมีวงเงิน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา หรือทรัพย์สินตั้งแต่หนึ่งพันล้านบาทขึ้นไปหรือตามวงเงินหรือทรัพย์สินที่กำหนดเพิ่มขึ้นโดยพระ

ราชกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“ร่วมงานหรือดำเนินการ” หมายความว่า ร่วมลงทุนกับเอกชนไม่ว่าโดยวิธีใด

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา หรือมอบให้เอกชนลงทุนแต่ฝ่ายเดียว โดยวิธีการอนุญาต หรือให้สัมปทาน หรือให้สิทธิไม่ว่าใน

ลักษณะใด

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

“คณะกรรมการ” หมายความว่า คณะกรรมการพิจารณาคัดเลือกเอกชนร่วมงาน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา หรือดำเนินการตามมาตรา ๑๓

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

หมวด ๒

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

การเสนอโครงการ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๖ ให้นายกรัฐมนตรีสั่งการให้หน่วยงานเจ้าของโครงการที่ประสงค์จะให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในโครงการใด เสนอผลการศึกษาและวิเคราะห์โครงการโดยละเอียดตามประเด็นหัวข้อที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติกำหนดต่อกระทรวงเจ้าสังกัด

มาตรา ๗ ถ้าโครงการตามมาตรา ๖ มีวงเงินหรือมีทรัพย์สินเกินห้าพันล้านบาท หน่วยงานเจ้าของโครงการต้องว่าจ้างที่ปรึกษามาให้คำปรึกษา และที่ปรึกษาต้องจัดทำรายงานเป็นเอกเทศตามรายละเอียดที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติกำหนดไว้ในมาตรา ๖ และสาระสำคัญอื่นๆ ที่ที่ปรึกษาเห็นสมควร และให้หน่วยงานเจ้าของโครงการส่งรายงานของที่ปรึกษาไปเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาตามมาตรา ๘ ด้วย

ที่ปรึกษาตามวรรคหนึ่ง ต้องมีคุณสมบัติตามที่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังกำหนดโดยประกาศในราชกิจจานุเบกษา

มาตรา ๘ ให้กระทรวงเจ้าสังกัดของหน่วยงานเจ้าของโครงการพิจารณาเสนอผลการศึกษาและวิเคราะห์โครงการต่อส่วนราชการดังนี้

(๑) โครงการใหม่ ให้เสนอต่อสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติพิจารณา

(๒) โครงการที่มีทรัพย์สินอยู่แล้ว ให้เสนอต่อกระทรวงการคลังพิจารณา

มาตรา ๙ ให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติหรือกระทรวงการคลังดำเนินการดังนี้

(๑) สำหรับโครงการใหม่

(ก) หากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติเห็นด้วยกับโครงการ ให้เสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาให้ความเห็นชอบในหลักการของโครงการ

(ข) ถ้าสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติไม่เห็นด้วยกับโครงการ ให้แจ้งหน่วยงานเจ้าของโครงการ

ในกรณีที่หน่วยงานเจ้าของโครงการไม่เห็นด้วยกับความเห็นของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติตาม (ข) ให้เสนอความเห็นหรือคำชี้แจงเพิ่มเติมต่อรัฐมนตรีเจ้าสังกัด เพื่อเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาตัดสินโดยต้องแจ้งข้อมูลต่างๆ ตามที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติกำหนดตามมาตรา ๖ และข้อมูลอื่นตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการเห็นสมควร

(๒) สำหรับโครงการที่มีทรัพย์สินอยู่แล้ว

(ก) ในกรณีที่กระทรวงการคลังเห็นด้วยกับโครงการ ให้เสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาเห็นชอบในหลักการของโครงการ

(ข) ในกรณีที่กระทรวงการคลังไม่เห็นด้วยกับโครงการ ให้แจ้งหน่วยงานเจ้าของโครงการ

ในกรณีที่หน่วยงานเจ้าของโครงการไม่เห็นด้วยกับความเห็นของ
กระทรวงการคลังตาม (ข) ให้เสนอความเห็นหรือคำชี้แจงเพิ่มเติมต่อรัฐมนตรีเจ้าสังกัดเพื่อเสนอ
คณะรัฐมนตรีพิจารณาตัดสินใจ โดยต้องแจ้งข้อมูลต่าง ๆ ตามที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการ
เศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติกำหนดตามมาตรา ๖ และข้อมูลอื่นตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการ
เห็นสมควร

ให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และ
กระทรวงการคลังพิจารณาโครงการตามมาตรา ๖ นี้ให้เสร็จภายในหกสิบวันนับแต่วันที่ได้รับ
โครงการ หากพ้นกำหนดเวลาดังกล่าวให้ถือว่าสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและ
สังคมแห่งชาติและกระทรวงการคลังเห็นด้วยกับโครงการ

มาตรา ๑๐ ในกรณีที่ส่วนราชการ รัฐวิสาหกิจ หน่วยงานอื่นของรัฐหรือราชการ
ส่วนท้องถิ่นใดจะกระทำการกิจการของรัฐ และคณะรัฐมนตรีมีมติให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือ
ดำเนินการ ให้หน่วยงานดังกล่าวดำเนินการตามมติคณะรัฐมนตรีและปฏิบัติตามพระราชบัญญัตินี้

มาตรา ๑๑ โครงการใดมีวงเงินไม่ถึงหนึ่งพันล้านบาท หรือน้อยกว่าวงเงินที่
กำหนดเพิ่มขึ้นตามพระราชกฤษฎีกา คณะรัฐมนตรีอาจกำหนดให้ต้องดำเนินการตาม
พระราชบัญญัตินี้ก็ได้

การดำเนินโครงการ

มาตรา ๑๒ เมื่อคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบในโครงการใดแล้วให้หน่วยงาน
เจ้าของโครงการร่างประกาศเชิญชวนเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการร่างขอบเขตของโครงการ
และเงื่อนไขสำคัญที่จะต้องมีในสัญญาร่วมงานหรือดำเนินการ

มาตรา ๑๓ ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการแต่งตั้งคณะกรรมการคณะหนึ่ง
ประกอบด้วยผู้แทนกระทรวงเจ้าสังกัดซึ่งเป็นข้าราชการประจำ พนักงานรัฐวิสาหกิจ พนักงาน
หน่วยงานอื่นของรัฐหรือพนักงานส่วนท้องถิ่น แล้วแต่กรณี เป็นประธาน ผู้แทนกระทรวงการคลัง
ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ผู้แทนสำนักงานอัยการสูงสุด ผู้แทนสำนักงาน
คณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ผู้แทนสำนักงบประมาณ ผู้แทนกระทรวง
อื่นอีกสองกระทรวง กระทรวงละหนึ่งคน ผู้ทรงคุณวุฒิไม่เกินสามคน เป็นกรรมการ และให้มี
ผู้แทนหน่วยงานเจ้าของโครงการหนึ่งคนเป็นกรรมการและเลขานุการ

มาตรา ๑๔ ให้คณะกรรมการตามมาตรา ๑๓ มีอำนาจและหน้าที่ดังต่อไปนี้

(๑) พิจารณาให้ความเห็นชอบร่างประกาศเชิญชวนเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ ร่างขอบเขตของโครงการและเงื่อนไขสำคัญที่จะต้องมีในสัญญาร่วมงานหรือดำเนินการ

(๒) กำหนดหลักประกันซองและหลักประกันสัญญา

(๓) พิจารณาคัดเลือกเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ

(๔) พิจารณาดำเนินการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงการตามที่เห็นสมควร

มาตรา ๑๕ การประกาศเชิญชวน เอกสารข้อเสนอการร่วมงานหรือดำเนินการ วิธีการประกาศเชิญชวน วิธีการคัดเลือกของคณะกรรมการซึ่งจะต้องใช้วิธีประมูล การกำหนดหลักประกันซองและหลักประกันสัญญา ต้องมีรายละเอียดอย่างน้อยตามที่กำหนดในกฎกระทรวง

มาตรา ๑๖ ในการคัดเลือกให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ หากคณะกรรมการมีความเห็นว่า ไม่ควรใช้วิธีการคัดเลือกโดยวิธีประมูลและหน่วยงานเจ้าของโครงการเห็นชอบด้วย ให้รายงานสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และกระทรวงการคลัง หากสองหน่วยงานเห็นพ้องด้วยให้เสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติ

ถ้าหน่วยงานเจ้าของโครงการไม่เห็นด้วยกับความเห็นของคณะกรรมการตามวรรคหนึ่ง ให้ทำบันทึกความเห็นเสนอสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติและกระทรวงการคลังเพื่อประกอบการพิจารณา หากสองหน่วยงานเห็นพ้องด้วยหรือถ้าหน่วยงานหนึ่งหน่วยงานใดมีความเห็นไม่ตรงกัน ให้ใช้วิธีคัดเลือกโดยวิธีประมูล

มาตรา ๑๗ ในกรณีที่คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบโครงการตามมาตรา ๑๖ ที่มีวงเงินหรือทรัพย์สินเกินห้าพันล้านบาท หน่วยงานเจ้าของโครงการต้องให้ที่ปรึกษาซึ่งมีคุณสมบัติตามประกาศตามมาตรา ๗ ร่างขอบเขตของโครงการและให้จัดทำความเห็นประกอบการคัดเลือกให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการตามโครงการนั้น

มาตรา ๑๘ การประกาศเชิญชวนให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการครั้งใด ถ้าไม่มีผู้เสนอเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ ให้ยกเลิกการประกาศเชิญชวนเพื่อดำเนินการใหม่ ถ้ามีผู้เสนอเพียงรายเดียวหรือหลายราย แต่เสนอถูกต้องตามรายการในเอกสารข้อเสนอการร่วมงานหรือดำเนินการตามมาตรา ๑๕ เพียงรายเดียว หากเห็นว่ารัฐจะได้ประโยชน์ก็ให้ดำเนินการต่อไปได้

มาตรา ๑๙ การประชุมพิจารณาของคณะกรรมการ ต้องมีกรรมการเข้าร่วมประชุมไม่น้อยกว่าสามในสี่ของจำนวนกรรมการทั้งหมด จึงจะเป็นองค์ประชุม

มติที่ประชุมเกี่ยวกับการพิจารณาคัดเลือกข้อเสนอและเจรจาต่อรอง ต้องมีคะแนนเสียงไม่น้อยกว่าสองในสามของกรรมการที่มาประชุม

กรรมการคนหนึ่งให้มีเสียงหนึ่งในการลงคะแนน ถ้าคะแนนเสียงเท่ากันให้ประธานออกเสียงเพิ่มอีกเสียงหนึ่งเป็นเสียงชี้ขาด

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๒๐ ให้สำนักงานอัยการสูงสุดตรวจพิจารณาร่างสัญญาร่วมงานหรือ
ดำเนินการก่อนลงนาม

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๒๑ ให้คณะกรรมการนำผลการคัดเลือกพร้อมเหตุผล ประเด็นที่เจรจา
ต่อรองเรื่องผลประโยชน์ของรัฐ ร่างสัญญา และเอกสารทั้งหมดเสนอต่อรัฐมนตรีกระทรวงเจ้า
สังกัด เพื่อนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาภายในเก้าสิบวันนับจากวันที่คณะกรรมการตัดสิน

กฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

หากคณะรัฐมนตรีไม่เห็นด้วยให้ส่งเรื่องคืนคณะกรรมการ เพื่อพิจารณาทบทวน
ความเห็น แล้วนำผลการพิจารณาเสนอให้คณะรัฐมนตรีตัดสินชี้ขาด

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

หมวด ๔

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

การกำกับดูแลและติดตามผล

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๒๒ เมื่อได้มีการลงนามในสัญญาแล้ว ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการ
จัดตั้งคณะกรรมการประสานงานขึ้นคณะหนึ่ง ประกอบด้วยผู้แทนหน่วยงานเจ้าของโครงการเป็น
ประธาน ผู้แทนกระทรวงการคลังหนึ่งคน ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและ
สังคมแห่งชาติหนึ่งคน และผู้แทนจากหน่วยงานอื่นซึ่งมิใช่หน่วยงานเจ้าของโครงการหนึ่งคน
ผู้แทนฝ่ายเอกชนที่เข้าร่วมงานหรือดำเนินการหนึ่งคน ผู้แทนกระทรวงเจ้าสังกัดหนึ่งคน และ
ผู้แทนอื่นซึ่งหน่วยงานเจ้าของโครงการเห็นสมควรแต่งตั้งอีกไม่เกินสามคน และรวมกันไม่เกินเก้า
คน เป็นกรรมการ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

การประชุมของคณะกรรมการประสานงานตามวรรคหนึ่ง และองค์ประชุมให้

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๒๓ ให้คณะกรรมการประสานงานตามมาตรา ๒๒ มีอำนาจและหน้าที่
ดังนี้

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

(๑) ติดตามกำกับดูแลให้มีการดำเนินงานตามที่กำหนดในสัญญา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

(๒) รายงานผลการดำเนินงาน ความคืบหน้า ปัญหา และแนวทางแก้ไขต่อ
รัฐมนตรีกระทรวงเจ้าสังกัดเพื่อทราบ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ระยะเวลาที่ต้องรายงานตาม (๒) ให้เป็นไปตามที่คณะกรรมการประสานงาน
กำหนด แต่ต้องไม่เกินหกเดือนต่อหนึ่งครั้ง

กฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

มาตรา ๒๔ ในกรณีที่ปรากฏว่าหน่วยงานเจ้าของโครงการละเลยหรือไม่ปฏิบัติ
ตามเงื่อนไขข้อผูกพันของสัญญาที่ลงนามไปแล้ว ให้ผู้แทนกระทรวงการคลังในคณะกรรมการ
ประสานงานทำรายงานเสนอต่อรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังเพื่อเสนอคณะรัฐมนตรีต่อไป

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

หมวด ๕

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ภาคผนวก 2

กฎกระทรวง

(พ.ศ. 2537)

ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงาน

หรือดำเนินการในกิจการของรัฐ

พ.ศ. 2535

(พ.ศ. 2537)

ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงาน

หรือดำเนินการในกิจการของรัฐ

พ.ศ. 2535

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 4 และมาตรา 15 แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535

นายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังออกกฎกระทรวงไว้ดังต่อไปนี้

ข้อ 1 ในกฎกระทรวงนี้

'คณะกรรมการ' หมายความว่า คณะกรรมการพิจารณาคัดเลือกเอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการตามมาตรา 13 แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535

'ข้อเสนอ' หมายความว่า ข้อเสนอการร่วมงานหรือดำเนินการ

'ผู้ยื่นข้อเสนอ' หมายความว่า ผู้ซึ่งยื่นข้อเสนอร่วมกันทุกรายในกรณีที่เป็นกรณียื่นข้อเสนอเป็นกลุ่ม

ข้อ 2 ประกาศเชิญชวนให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการ

ของรัฐ อย่างน้อยต้องแสดงรายการดังต่อไปนี้

1. สรุปสาระสำคัญของขอบเขตของโครงการ ซึ่งประกอบด้วย

(ก) ความเป็นมาของโครงการ

(ข) วัตถุประสงค์

(ค) ขอบข่ายของงาน

(ง) ระยะเวลาที่ผู้เข้าร่วมหรือดำเนินการมีความผูกพันต้องปฏิบัติตาม

โครงการ

2. สาระสำคัญเกี่ยวกับผู้ยื่นข้อเสนอซึ่งต้องไม่เป็นผู้ได้รับเอกสิทธิ์หรือความ

คุ้มกันซึ่งอาจไม่ยอมขึ้นศาลไทย หากเป็นผู้ได้รับเอกสิทธิ์หรือความคุ้มกัน รัฐบาลผู้ยื่นข้อเสนอต้องมีหนังสือแสดงการสละสิทธิ์และความคุ้มกันเช่นนั้น

3. คุณสมบัติทางด้านเทคนิค การเงิน ประสบการณ์ และผลงานของผู้มี

สิทธิ์เข้าร่วมงานหรือดำเนินการ หรือรายละเอียดอื่นตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการ

กำหนดในเอกสารประกอบการจัดทำขึ้นเสนอ

4. ราคาเอกสารประกอบการจัดทำข้อเสนอ

5. สถานที่ วัน เวลา ที่เปิดขายเอกสารประกอบการจัดทำข้อเสนอซึ่ง

จะต้องเป็นสถานที่ที่ผู้สนใจสามารถติดต่อได้สะดวก

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา 6. สถานที่ วัน เวลา เปิดการรับซอง ปิดการรับซอง และการเปิดซอง
เอกสารข้อเสนอ ทั้งนี้ โดยให้คณะกรรมการรับซองซึ่งคณะกรรมการแต่งตั้ง เป็นผู้รับซอง

7. หลักประกันซอง โดยให้ระบุชื่อเงื่อนไขในการคืนหรือรับหลักประกันซอง
ด้วย

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา 8. หลักเกณฑ์ในการพิจารณาการคัดเลือก โดยให้ระบุวิธีการและหลักเกณฑ์
ในการตัดสินให้ชัดเจนเป็นคะแนนในด้าน

(ก) ความสอดคล้องของข้อเสนอเมื่อเปรียบเทียบกับประกาศเชิญชวน

(ข) ความน่าเชื่อถือของรายการตาม (3)

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (ค) ข้อเสนอในแง่ของผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับ ทั้งในรูปตัวเงินและ
ประโยชน์อื่น ๆ

9. การสงวนสิทธิที่จะยกเลิกการประกาศเชิญชวนโดยไม่พิจารณาคัดเลือก
ผู้ยื่นข้อเสนอรายใดเลย หรือจะไม่คัดเลือกผู้ยื่นข้อเสนอที่เสนอให้ผลประโยชน์ตอบแทน
สูงสุดก็ได้

ข้อ 3 เอกสารประกอบการจัดทำข้อเสนอ อย่างน้อยต้องประกอบด้วย

(1) รายละเอียดเกี่ยวกับการดำเนินงานตามโครงการตามข้อ 2(1)

(2) รายละเอียดเกี่ยวกับผู้ยื่นข้อเสนอ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (3) รายละเอียดที่กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอแสดงการมีผู้ซึ่งมีประสบการณ์
ในงานตามโครงการ โดยกำหนดจำนวนปีขั้นต่ำ จำนวนโครงการ และวงเงินที่เคย
ดำเนินการมาแล้ว โดยให้แสดงหลักฐานเกี่ยวกับฐานะการเงิน บุคลากร บุคลากรหลัก
ที่จะดำเนินงานตามโครงการ และรายละเอียดของประสบการณ์ดังกล่าวข้างต้น ทั้งนี้
ผู้ซึ่งมีประสบการณ์ในกลุ่มต้องมีบทบาทสำคัญในการดำเนินงานตามโครงการ

(4) ในกรณีที่โครงการได้มีการจัดตั้งบริษัทขึ้นใหม่เพื่อดำเนินงานหลัง
จากที่คณะรัฐมนตรีอนุมัติให้เข้าร่วมงานหรือดำเนินการแล้ว ให้ระบุให้ชัดเจนว่าผู้
ยื่นข้อเสนอต้องให้คำรับรองว่าจะดำเนินการดำเนินงานของบริษัทที่จัดตั้งขึ้นใหม่ด้วย

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (5) รายละเอียดที่กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอแสดงแผนทางธุรกิจ เป็นข้อ

เสนอทางการเงินของโครงการ เช่น

(ก) การคาดคะเนทางการเงิน โดยแสดงงบกำไรขาดทุน งบกระแส

เงินสดและงบดุล

(ข) อัตราส่วนทางการเงิน ตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการกำหนด

เช่น อัตราส่วนสภาพคล่อง อัตราส่วนหนี้สิน อัตราส่วนแสดงสมรรถภาพในการดำเนิน
การ อัตราส่วนความสามารถทำกำไร

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา (ค) ผลตอบแทนทางการเงินจากการลงทุน

(ง) การจัดหาเงินทุน

(6) รายละเอียดที่กำหนดให้ผู้ยื่นข้อเสนอต้องระบุแผนการดำเนินงาน
และผลประโยชน์ที่จะเสนอให้แก่รัฐทั้งในรูปตัวเงินและผลประโยชน์อื่น ๆ โดยชัดเจน

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

(7) เงื่อนไขสำคัญในการเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ อย่างน้อยต้อง
ครอบคลุมถึงเรื่องดังต่อไปนี้

(ก) ผลประโยชน์ที่จะให้แก่รัฐ

(ข) ระยะเวลาของสัญญาร่วมงานหรือดำเนินการ

(ค) ภาษี

(ง) หลักประกันสัญญา โดยให้ระบุเงื่อนไขในการคืนหรือริบหลักประกัน

สัญญาด้วย

(จ) เหตุสุดวิสัย

(ฉ) สกูลเงิน

(ช) กฎหมายที่จะใช้บังคับ

(ซ) การระงับข้อพิพาท

(ณ) ภาษาของสัญญาร่วมงานหรือดำเนินการที่จะใช้

(8) เรื่องอื่นตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการกำหนดให้การให้จัดทำ

ข้อเสนอ

ข้อ 4 ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการปิดประกาศเชิญชวนโดยเปิดเผย ณ

ที่ทำการของหน่วยงานเจ้าของโครงการ และประกาศทางวิทยุกระจายเสียงหรือวิทยุ

โทรทัศน์ รวมทั้งลงประกาศในหนังสือพิมพ์รายวันภาษาไทยที่มีการจำหน่ายแพร่หลาย

ทั่วไปในประเทศไทยอย่างน้อยหนึ่งฉบับติดต่อกัน ไม่น้อยกว่าสามวัน และถ้าเห็นว่า

ควรคัดเลือกผู้เข้าร่วมงานหรือดำเนินการจากบุคคลหรือคณะบุคคลต่างประเทศ ให้

หน่วยงานเจ้าของโครงการแจ้งไปยังสถานทูตที่เกี่ยวข้องและจะโฆษณาโดยวิธีอื่นด้วย

ก็ได้ แต่ทั้งนี้ต้องดำเนินการดังกล่าวข้างต้นก่อนวันเปิดการรับของข้อเสนอไม่น้อยกว่า

สิบวัน,

ข้อ 5 ในกรณีที่เห็นสมควร คณะกรรมการจะจัดให้มีการพิจารณาคัดเลือก

คุณสมบัติเบื้องต้นของผู้เข้าร่วมงานหรือดำเนินการก่อนการออกประกาศเชิญชวนให้ยื่น

ข้อเสนอก็ได้ และถ้าเป็นโครงการที่ต้องดำเนินการเป็นประจำและจำเป็นต้องจำกัด

เพราะผู้ซึ่งมีความสามารถ จะพิจารณาคัดเลือกผู้มีคุณสมบัติเบื้องต้นเพื่อขึ้นทะเบียน

ไว้ก็ได้

ข้อ 6 การพิจารณาคัดเลือกผู้มีคุณสมบัติเบื้องต้นตามข้อ 5 ให้หน่วยงาน

เจ้าของโครงการออกประกาศเป็นการทั่วไปให้เอกชนยื่นเอกสารแสดงคุณสมบัติของ

ตนเพื่อขอเข้ารับการคัดเลือก

ประกาศตามวรรคหนึ่ง อย่างน้อยต้องแสดงรายการดังต่อไปนี้

1) วัตถุประสงค์ของการจัดให้มีการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นรวมทั้ง

ลักษณะโดยสรุปของงานที่ประสงค์จะให้มีการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้น ในกรณีที่

เป็นการคัดเลือกเพื่อขึ้นทะเบียนไว้ ให้ระบุเงื่อนไขดังกล่าวไว้ในประกาศด้วย,

2) คุณสมบัติทางด้านเทคนิค การเงิน ประสบการณ์และผลงานของ

ผู้มีสิทธิเข้าร่วมงานหรือดำเนินการ หรือรายละเอียดอื่นตามที่หน่วยงานเจ้าของโครงการกำหนด,

3) ฐานะการเงิน

4) สถานที่ วัน เวลา ที่จะขอรับหรือขอซื้อเอกสารแสดงคุณสมบัติ

ซึ่งจะต้องเป็นสถานที่ที่ผู้สนใจสามารถติดต่อได้สะดวก

5) สถานที่ วัน เวลา เปิดการรับซอง ปิดการรับซอง และเปิดซองเอกสารแสดงคุณสมบัติ

6) หลักเกณฑ์ทั่วไปในการพิจารณาคัดเลือก

ประกาศตามวรรคหนึ่งให้ดำเนินการตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ 4

ก่อนวันเปิดรับซองเอกสารแสดงคุณสมบัติไม่น้อยกว่าสามสิบวัน แต่ถ้าเป็นการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นจากบุคคลหรือคณะบุคคลต่างประเทศ ให้ดำเนินการก่อนวันเปิดรับซองเอกสารแสดงคุณสมบัติไม่น้อยกว่าหกสิบวัน

ข้อ 7 เมื่อพิจารณาคัดเลือกผู้มีคุณสมบัติเบื้องต้นได้แล้ว ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการประกาศรายชื่อผู้ซึ่งผ่านการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นให้ทราบเป็นการทั่วไป

ในกรณีที่เป็นการคัดเลือกเพื่อขึ้นทะเบียนไว้ ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการเปิดโอกาสให้ผู้ซึ่งประสงค์จะขอเข้ารับการพิจารณาการคัดเลือก ยื่นเอกสารแสดงคุณสมบัติโดยมีรายละเอียดตามรายการที่กำหนดในข้อ 6 ได้ตลอดเวลา และให้หน่วยงานเจ้าของโครงการพิจารณาทบทวนทะเบียนรายชื่อผู้ซึ่งผ่านการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นตามระยะเวลาที่เห็นสมควร แต่อย่างน้อยต้องกระทำในรอบสองปี

ข้อ 8 ในกรณีที่มีการคัดเลือกผู้มีคุณสมบัติเบื้องต้น เมื่อมีการออกประกาศเชิญชวนตามข้อ 2 แล้ว ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการจัดส่งสำเนาประกาศเชิญชวนดังกล่าว ให้ผู้ซึ่งผ่านการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นก่อนวันปิดรับซองเอกสารข้อเสนอไม่น้อยกว่าหกสิบวัน โดยไม่ต้องดำเนินการตามข้อ 4 อีก และให้ขายเอกสารประกอบการจัดทำข้อเสนอให้เฉพาะผู้ซึ่งผ่านการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นแล้วเท่านั้น

ข้อ 9 เอกสารข้อเสนอ อย่างน้อยต้องมีรายการครบถ้วนตามที่กำหนดไว้ในข้อ 3 แต่ถ้าผู้ยื่นข้อเสนอมีข้อเสนออื่นใดที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับโครงการนอกเหนือไปจากที่กำหนดไว้ ก็ให้ระบุให้ชัดเจนในเอกสารข้อเสนอด้วย

ข้อ 10 เมื่อพ้นกำหนดเวลารับซองเอกสารข้อเสนอแล้ว ห้ามรับซองเอกสารข้อเสนอหรือเอกสารหลักฐานต่าง ๆ ตามเงื่อนไขที่ระบุในเอกสารประกอบการจัดทำข้อเสนอจากผู้ใดผู้หนึ่งอีก

ข้อ 11 ให้คณะกรรมการดำเนินการคัดเลือกดังนี้

1) เปิดซองเอกสารข้อเสนอโดยเปิดเผยต่อหน้าผู้ยื่นข้อเสนอหรือผู้แทนซึ่งอยู่ในเวลาเปิดซอง

2) ตรวจสอบหลักประกันของ

3) ตรวจสอบคุณสมบัติของผู้ยื่นข้อเสนอและเอกสารต่าง ๆ ที่ระบุไว้ใน
เอกสารข้อเสนอ

4) พิจารณาประเมินข้อเสนอตามหลักเกณฑ์ที่ระบุไว้ในประกาศเชิญชวน
ตามข้อ 2 และคณะกรรมการอาจสอบถามข้อมูลเพิ่มเติมจากผู้ยื่นข้อเสนอรายใดก็ได้
แต่จะให้ผู้ยื่นข้อเสนอรายใดเปลี่ยนแปลงสาระสำคัญที่เสนอไว้แล้วมิได้

5) เปรียบเทียบในเรื่องที่เป็นผลประโยชน์ของประเทศ
ข้อ 12 หลักประกันของหรือหลักประกันสัญญา ให้ใช้หลักประกันอย่างใด
อย่างหนึ่งดังต่อไปนี้

1) หนังสือค้ำประกันของธนาคารภายในประเทศ ในกรณีที่เป็นการประกาศ
เชิญชวนบุคคลหรือคณะบุคคลจากต่างประเทศ จะใช้หนังสือค้ำประกันของธนาคารในต่าง
ประเทศที่มีหลักฐานดีและหน่วยงานเจ้าของโครงการเชื่อถือก็ได้

2) พันธบัตรรัฐบาลไทยหรือพันธบัตรรัฐวิสาหกิจไทย
หลักประกันของให้นำมามอบให้กับหน่วยงานเจ้าของโครงการในวันยื่นของ
ส่วนหลักประกันสัญญาให้นำมามอบให้กับหน่วยงานเจ้าของโครงการในวันทำสัญญา
หลักประกันของให้คืนแก่ผู้ยื่นข้อเสนอไม่ได้รับการคัดเลือกภายในสิบวันนับ
แต่วันที่คณะกรรมการพิจารณาตัดสินผลการคัดเลือกตามมาตรา 14(3) แห่งพระราช
บัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535
ส่วนผู้ซึ่งได้รับการคัดเลือกให้คืนหลักประกันของเมื่อมีการลงนามในสัญญาและมอบ
หลักประกันสัญญาแล้ว สำหรับหลักประกันสัญญาให้คืนตามระยะเวลาที่กำหนดในสัญญา
โดยคำนึงถึงผลงานการประกันความรับผิดชอบตามสัญญาและการปฏิบัติตามสัญญา

ผู้รับสนองพระบรมราชโองการ

ชวน หลีกภัย

นายกรัฐมนตรี

หมายเหตุ:- เหตุผลในการประกาศใช้พระราชกฤษฎีกาฉบับนี้ คือ เนื่องจาก
มาตรา 15 แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการใน
กิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 บัญญัติให้การประกาศเชิญชวน เอกสารข้อเสนอการร่วม
งานหรือดำเนินการ วิธีประกาศเชิญชวน และวิธีการคัดเลือกของคณะกรรมการพิจารณา
คัดเลือกเอกชนร่วมงานหรือดำเนินการซึ่งจะต้องใช้วิธีประมูลและการกำหนดหลักประกัน
ของและหลักประกันสัญญา ต้องมีรายละเอียดอย่างน้อยตามที่กำหนดในกฎกระทรวง
สมควรกำหนดรายละเอียดและหลักประกันดังกล่าว เพื่อให้หน่วยงานเจ้าของโครงการ
และคณะกรรมการพิจารณาคัดเลือกเอกชนร่วมงานหรือดำเนินการมีวิธีปฏิบัติที่ชัดเจนและ
เป็นไปในแนวเดียวกัน จึงจำเป็นต้องออกกฎกระทรวงฉบับนี้<

ภาคผนวก 3

กฎกระทรวง

ฉบับที่ 2 (พ.ศ. 2545)

ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงาน
หรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535

ฉบับที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๕๕)

ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงาน

หรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. ๒๕๓๕

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๕ และมาตรา ๑๕ แห่งพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. ๒๕๓๕ นายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังออกกฎกระทรวงไว้ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ให้ยกเลิกความในข้อ ๔ แห่งกฎกระทรวง (พ.ศ. ๒๕๓๗) ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. ๒๕๓๕ และให้ใช้ความต่อไปนี้แทน

"ข้อ ๔ ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการปิดประกาศเชิญชวนโดยเปิดเผย ณ ที่ทำการของหน่วยงานเจ้าของโครงการ และประกาศทางวิทยุกระจายเสียงหรือวิทยุโทรทัศน์ รวมทั้งลงประกาศในหนังสือพิมพ์รายวันภาษาไทยที่มีการจำหน่ายแพร่หลายทั่วไปในประเทศอย่างน้อยหนึ่งฉบับติดต่อกันไม่น้อยกว่าสามวัน และถ้าเห็นว่าควรคัดเลือกผู้เข้าร่วมงานหรือดำเนินการจากบุคคลหรือคณะบุคคลต่างประเทศ ให้หน่วยงานเจ้าของโครงการแจ้งไปยังสถานทูตที่เกี่ยวข้องและกรมการกงสุลจะโฆษณาโดยวิธีอื่นด้วยก็ได้โดยจะต้องดำเนินการก่อนวันเปิดการรับซองข้อเสนอไม่น้อยกว่าหกสิบวัน และสำหรับกรณีการจำหน่ายหุ้นให้ดำเนินการก่อนวันเปิดการรับซองข้อเสนอไม่น้อยกว่าสามสิบวัน"

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ข้อ ๒ ให้ยกเลิกความในวรรคสามของข้อ ๖ แห่งกฎกระทรวง (พ.ศ. ๒๕๓๗) ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. ๒๕๓๕ และให้ใช้ความต่อไปนี้แทน

"ประกาศตามวรรคหนึ่งให้ดำเนินการตามวิธีการที่กำหนดไว้ในข้อ ๔ ก่อนวันเปิดการรับซองเอกสารแสดงคุณสมบัติไม่น้อยกว่าสามสิบวัน"

ข้อ ๓ ให้ยกเลิกความในข้อ ๘ แห่งกฎกระทรวง (พ.ศ. ๒๕๓๗) ออกตามความในพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. ๒๕๓๕ และให้ใช้ข้อความต่อไปนี้แทน

"ข้อ ๘ ในกรณีที่มีการคัดเลือกผู้มีคุณสมบัติเบื้องต้น เมื่อมีการออกประกาศ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงาน เชิญชวนแล้วให้หน่วยงานเจ้าของโครงการจัดส่งสำเนาประกาศเชิญชวน ให้ผู้ซึ่งผ่านการคัดเลือก
คุณสมบัติเบื้องต้นก่อนวันเปิดการรับซองเอกสารข้อเสนอไม่น้อยกว่าสี่สิบห้าวัน และสำหรับกรณี
การจำหน่ายหุ้นให้ดำเนินการก่อนวันเปิดการรับซองเอกสารไม่น้อยกว่าสามสิบวัน การจำหน่าย
เอกสารประกอบการจัดทำข้อเสนอให้จำหน่ายแก่ผู้ซึ่งผ่านการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้นแล้ว
เท่านั้น”

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ให้ไว้ ณ วันที่ ๓ พฤษภาคม พ.ศ. ๒๕๕๕

พันตำรวจโท ทักษิณ ชินวัตร

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

นายกรัฐมนตรี

สมคิด จาตุศรีพิทักษ์

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

หมายเหตุ:- เหตุผลในการประกาศใช้กฎกระทรวงฉบับนี้ คือ เนื่องจากการกำหนดระยะเวลา

สำหรับ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

การปิดประกาศเชิญชวน การให้เอกชนยื่นเอกสารแสดงคุณสมบัติเพื่อเข้ารับการคัดเลือก และการ

ส่งสำเนาประกาศเชิญชวนให้แก่ผู้ผ่านการคัดเลือกคุณสมบัติเบื้องต้น เพื่อให้ผู้ที่เข้าร่วมงานหรือ

ดำเนินการกับหน่วยงานเจ้าของโครงการทราบทำให้เกิดความล่าช้าในการดำเนินการตามโครงการ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ประกอบกับปัจจุบันเทคโนโลยีการติดต่อสื่อสารกระทำได้โดยสะดวกและมีประสิทธิภาพมากขึ้น

โดยเฉพาะการติดต่อสื่อสารด้วยระบบคอมพิวเตอร์และโดยที่การจำหน่ายหุ้นจำเป็นต้องดำเนินการ

การ

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ด้วยความรวดเร็วเพื่อมิให้เกิดผลกระทบต่อราคาของหุ้น ในกรณีที่มีการจำหน่ายหุ้นจำนวนมาก

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สมควรที่จะปรับลดระยะเวลาในการดำเนินการดังกล่าวข้างต้น จึงจำเป็นต้องออกกฎกระทรวงนี้

[ร.ก.๒๕๕๕/๖๑ก/๑/๑ กรกฎาคม ๒๕๕๕]

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

พรพิมล/แก้ไข

๐๖/๐๘/๕๕

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

A+B (C)

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา

ภาคผนวก 4

**รายละเอียดการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติที่สำคัญ
ระหว่างปี พ.ศ. 2539 – 2544**

1) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2539 (ครั้งที่ 58) วันศุกร์ที่ 19

กรกฎาคม พ.ศ. 2539 โดยมีนายบรรหาร ศิลปอาชา นายกรัฐมนตรี เป็นประธานกรรมการ และนายปิยสวัสดิ์ อัมระนันท์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เป็นกรรมการและเลขานุการ พิจารณาเรื่อง การเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) มีสาระสำคัญ ดังนี้

1.1) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดเดือนเมษายน 2539 ซึ่งเป็นชุดล่าสุด คาดว่าความต้องการไฟฟ้าจะสูงขึ้นมากกว่าการพยากรณ์ชุดเดือนมิถุนายน 2537 ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ใช้เป็นฐานในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (พ.ศ. 2538-2554) หรือ PDP 95-01 กล่าวคือ คาดการณ์ว่าความต้องการพลังไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 1,640 เมกะวัตต์ ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (ปี 2540-2544) และจะเพิ่มสูงขึ้นเป็นเฉลี่ยปีละ 1,847 เมกะวัตต์ ในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 (ปี 2545-2549) ดังนั้น คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงได้มีมติเมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2539 มอบหมายให้สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ร่วมกันพิจารณากำหนดแนวทางการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

1.2) การดำเนินการในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP สรุปได้ดังนี้

- กฟผ. ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (รอบแรก) จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 และกำหนดยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 แยกเป็น
 - ระยะที่ 1 จำนวน 1,000 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2539-2543
 - ระยะที่ 2 จำนวน 2,800 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จปี 2544 และ 2545ต่อมาเมื่อเดือนเมษายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อเพิ่มอีกประมาณ 10% รวมกำลังผลิตที่ต้องการซื้อทั้งสิ้นประมาณ 4,200 เมกะวัตต์
- เมื่อถึงวันกำหนดยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 มีผู้ยื่นข้อเสนอ 32 ราย รวม 50 โครงการ ซึ่งประกอบด้วยข้อเสนอทั้งสิ้น 88 ทางเลือก รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 37,500 เมกะวัตต์ หรือประมาณ 9 เท่าของกำลังผลิตที่ต้องการ โดยใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติ 37 ราย ถ่านหิน 12 ราย และออร์มัลชัน 1 ราย
- การประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้ดำเนินการภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยพิจารณาจากปัจจัย ด้านราคา (Price Factor) 60% ปัจจัยด้านอื่นๆ นอกเหนือจากราคา (Non-Price Factors) 40% ซึ่งพิจารณาแต่ละโครงการตามหลักเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน
- โครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรก รวมทั้งสิ้น 21 โครงการ แยกเป็นระยะที่ 1 จำนวน 13 โครงการ กำลังการผลิตรวม 6,184 เมกะวัตต์ ระยะที่ 2 จำนวน 8 โครงการ กำลังการผลิตรวม 8,250 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย โครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 16 โครงการ ใช้ถ่านหิน 4

โครงการ และใช้ออร์มัลชั้น 1 โครงการ ซึ่ง กฟผ. อยู่ระหว่างการเจรจาในรายละเอียดเพื่อคัดเลือกโครงการที่เหมาะสมให้ได้ตามปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ IPP จำนวน 4,200 เมกะวัตต์

1.3) สฟช. และ กฟผ. ได้พิจารณาทางเลือกในการจัดหาไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามผลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดเดือนเมษายน 2539 โดยพิจารณาความเป็นไปได้ของทางเลือกต่างๆ และได้นำเสนอขออนุมัติจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2539 เพื่อให้ความเห็นชอบ 2 ทางเลือก คือ

- เห็นชอบให้มีการพิจารณาขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ในช่วงปี 2539-2543 จาก 1,444 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นเป็น 3,200 เมกะวัตต์ ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้า
- เห็นชอบให้มีการพิจารณาเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว จาก 1,500 เมกะวัตต์ ภายในปี 2543 เป็น 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2549 ซึ่งได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจเรื่องความร่วมมือในการพัฒนาไฟฟ้าใน สปป. ลาว เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2539 ณ นครเวียงจันทน์ ในคราวที่ ฯพณฯ นายกรัฐมนตรี เดินทางไปเยือน สปป. ลาว

1.4) สฟช. และ กฟผ. ได้พิจารณาเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าชุดเดือนเมษายน 2539 โดยคำนึงถึงการขยายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก และการเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว รวมทั้งความคืบหน้าของโครงการที่ กฟผ. ดำเนินการเองตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2539-2554) หรือ PDP 95-01 สรุปผลการพิจารณาได้ ดังนี้

- การขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตั้งแต่ปี 2539 ถึงปี 2546 ให้ดำเนินการคัดเลือกจากข้อเสนอที่ได้ยื่นต่อ กฟผ. ไปแล้วตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ในรอบแรก ทั้งนี้เพราะ ระยะเวลาในการดำเนินการค่อนข้างสั้น หากจะออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้ารอบใหม่จะไม่สามารถดำเนินการได้ทันตามกำหนดเวลา โดยมอบหมายให้คณะกรรมการประเมินและ คัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการ ดังนี้

- ปี 2543 : ให้เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP อีก 300 เมกะวัตต์ จากโครงการที่ยื่น ข้อเสนอมาในระยะที่ 1 ที่มีความสอดคล้องกับความสามารถของระบบสายส่งในช่วงเวลาดังกล่าว

- ปี 2545 : ให้เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP อีก 700 เมกะวัตต์ จากโครงการที่ได้ยื่น ข้อเสนอมาในระยะที่ 2 (ปี 2544-2545) เนื่องจากคาดว่า โครงการ IPP ในระยะที่ 2 ขนาด 2,800 เมกะวัตต์ จะรับซื้อได้ในปี 2544 ทั้งหมด

- ปี 2546 : ให้เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP อีก 600 เมกะวัตต์ ในปี 2546 จากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอมาในระยะที่ 2 เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 1 สรุปปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP

หน่วย: เมกะวัตต์

	เดิม	เพิ่ม	รวม
ปี 2542-2543 (ค.ศ. 1999-2000)	1,400	300	1,700
ปี 2544 (ค.ศ. 2001)	2,800	0	2,800
ปี 2545 (ค.ศ. 2002)	0	700	700
ปี 2546 (ค.ศ. 2003)	0	600	600
รวม	4,200	1,600	5,800

• สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นไป เห็นสมควรมอบหมายให้ กฟผ. และ สฟช. ร่วมกันพิจารณาความเหมาะสมของปริมาณรับซื้อไฟฟ้าและแนวทางการรับซื้อไฟฟ้า รวมทั้งจัดทำประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP ในรอบที่ 2 สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นไป แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบ เพื่อให้สามารถดำเนินการออกประกาศรับซื้อไฟฟ้ารอบใหม่ได้ในกลางปี 2540

1.5) การรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มจาก IPP อีก 1,600 เมกะวัตต์ จะทำให้ประเทศไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพียงพอต่อการตอบสนองความต้องการ โดยมีปริมาณสำรองในระดับที่เหมาะสม กล่าวคือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นเป็น 34,109 เมกะวัตต์ ในเดือนกันยายน 2546 เพียงพอกับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด 25,506 เมกะวัตต์ ในช่วงเวลาเดียวกัน โดยมีกำลังผลิตสำรองประมาณร้อยละ 27

โดยที่ประชุมมีมติ เรื่อง การเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ดังนี้

(1) เห็นชอบในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP)

ในช่วงปี 2543 ถึงปี 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. แล้วตามประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก โดยมอบหมายให้คณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป

(2) ให้ กฟผ. และ สฟช. ร่วมกันพิจารณาความเหมาะสมของปริมาณรับซื้อไฟฟ้า และแนวทางการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) รวมทั้งจัดทำประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP ในรอบที่ 2 สำหรับการรับซื้อตั้งแต่ปี 2547 เป็นต้นไป แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้ความเห็นชอบเพื่อให้สามารถดำเนินการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้ารอบใหม่ได้ ในกลางปี 2540

(3) ให้ สฟช. และกระทรวงการคลังรับไปพิจารณาถึงความเหมาะสมในการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยให้คำนึงถึงผลกระทบที่จะมีต่อเศรษฐกิจโดยรวมด้วยและให้รายงานผลการพิจารณาต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

2) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 6/2539 (ครั้งที่ 60) ในวันศุกร์ที่ 18

ตุลาคม พ.ศ. 2539 โดยมีนายบรรหาร ศิลปอาชา นายกรัฐมนตรี เป็นประธานกรรมการ และนายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เป็นกรรมการและเลขานุการ พิจารณาเรื่องการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ประธานฯ ได้แจ้งต่อที่ประชุมว่า ขณะนี้มีผู้ร้องเรียนเกี่ยวกับโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ว่าการพิจารณาข้อเสนอมีความล่าช้ามากโดยใช้เวลาประมาณ 1 ปี 6 เดือน แต่ผลการพิจารณา ก็ยังไม่แล้วเสร็จ ประกอบกับมีปัญหว่าเมื่อมีการเปิดซองประกวดราคาแล้ว ได้มีบางบริษัทเสนอที่จะขายไฟฟ้า ในปริมาณที่เพิ่มขึ้นจากข้อเสนอเดิม โดยเสนอราคาที่ถูกลง และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะใช้ราคา ที่ถูกลงนี้ เพื่อไปต่อรองกับบริษัทอื่นๆ ดังนั้น จึงอยากทราบว่าข้อเท็จจริงในเรื่องนี้เป็นอย่างไร โดยมีมติของที่ประชุม ดังนี้

2.1) มอบหมายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เร่งดำเนินการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ที่ได้รับการคัดเลือกให้แล้วเสร็จ เพื่อให้สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้ ภายในวันที่ 15 พฤศจิกายน 2539

2.2) มอบหมายให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) เร่งดำเนินการเจรจากับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) สำหรับโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เรื่อง สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ให้แล้วเสร็จภายในวันที่ 31 ตุลาคม 2539

2.3) มอบหมายให้ สฟช. รับไปเร่งรัดและติดตามเพื่อให้มีการดำเนินการตามข้อ 1 และข้อ 2

3) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 1/2540 (ครั้งที่ 62) วันพุธที่ 12

กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2540 โดยมีพลเอกชวลิต ยงใจยุทธ นายกรัฐมนตรี ประธานกรรมการ และนายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรรมการและเลขานุการ พิจารณาเรื่อง รายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP และ SPP มีสาระสำคัญ ดังนี้

3.1) รัฐบาลได้มีนโยบายส่งเสริมและสนับสนุนบทบาทของภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมในกิจการไฟฟ้า อันนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินการและการให้บริการ รวมทั้งยังเป็นการลดภาระด้านการลงทุนของภาครัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า จึงได้มีการออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ในปี 2537 และออกประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ในปี 2535 เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตได้อย่างเพียงพอ

3.2) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPP) มีความคืบหน้าโดยลำดับ ดังนี้

- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (รอบแรก) จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 และกำหนด

ยื่นข้อเสนอในวันที่ 30 มิถุนายน 2538 ต่อมาเมื่อเดือนเมษายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มอีกประมาณร้อยละ 10 รวมกำลังผลิตที่ต้องการซื้อทั้งสิ้นประมาณ 4,200 เมกะวัตต์ และเมื่อถึงกำหนดวันยื่นข้อเสนอ มีผู้ยื่นข้อเสนอ 32 ราย รวม 50 โครงการ ซึ่งประกอบด้วยข้อเสนอทั้งสิ้น 88 ทางเลือก รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 39,067 เมกะวัตต์ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติ 37 ราย ถ่านหิน 12 ราย และออร์มัลชัน 1 ราย

- การประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ดำเนินการภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยได้พิจารณาจากปัจจัยด้านราคา (Price Factor) ร้อยละ 60 และจากปัจจัยด้านอื่น ๆ นอกเหนือจากราคา (Non-Price Factors) ร้อยละ 40 ปรากฏว่ามีโครงการที่ผ่านการคัดเลือกรอบแรกจำนวน 21 โครงการ แยกเป็นระยะที่ 1 ซึ่งจะรับซื้อในปี 2539-2543 จำนวน 13 ราย และระยะที่ 2 รับซื้อไฟฟ้าในปี 2544-2545 จำนวน 8 ราย โดยได้ประกาศ รายชื่อดังกล่าว เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2539 และ 19 มีนาคม 2539 ตามลำดับ

- คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ อนุมัติในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในช่วงปี 2543 - 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. และตามประกาศ รับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก ทั้งนี้ได้มอบหมายให้คณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป โดยให้อำนาจ กฟผ. ที่จะพิจารณาเพิ่มลดปริมาณการซื้อขายกระแสไฟฟ้ากับเอกชนได้ในอัตราร้อยละ 20 เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาการขาดแคลนกระแสไฟฟ้าได้รวดเร็วยิ่งขึ้น

3.3) กฟผ. ได้รายงานผลการเจรจาของ กฟผ. กับ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ได้รับคัดเลือก รวมทั้งส่วนที่ได้รับอนุมัติให้ซื้อเพิ่มรวม 1,600 เมกะวัตต์ สรุปสาระสำคัญได้ดังนี้

- การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) จำนวน 3 ราย รวม 1,726 เมกะวัตต์เป็นโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ บริษัท Independent Power (Thailand) Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ สถานที่ตั้ง อ่าวไผ่ จ. ชลบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.235 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และ บริษัท Tri Energy Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ สถานที่ตั้ง จ. ราชบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ย ต่อหน่วย 1.303 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าทั้ง 2 บริษัท ได้ผ่านการพิจารณาจากคณะกรรมการ กฟผ. แล้ว โดย กฟผ. ได้จัดส่งสัญญาที่ลงลายมือชื่อเพื่อผูกพันคู่สัญญาทั้ง 2 ฝ่าย ในเบื้องต้นไปให้สำนักงานอัยการสูงสุดเพื่อพิจารณาให้ความเห็น สำหรับส่วนที่ได้รับจัดสรรให้ซื้อเพิ่มในระยะที่ 1 อีก 300 เมกะวัตต์นั้น อยู่ระหว่างการเจรจาต่อรองราคาและปรับปรุงเงื่อนไขในสัญญาให้เป็นไปตามที่ กฟผ. ต้องการ คือ บริษัท Bangkok Energy System (B) Limited จำนวน 326 เมกะวัตต์ เมื่อแล้วเสร็จจะได้นำเสนอคณะกรรมการ กฟผ. เพื่ออนุมัติต่อไป

- การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 2 (พ.ศ. 2544-2546) จำนวน 4 ราย รวม 4,114 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท Union Power Development Company Limited จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง ต. หินกรุด จ. ประจวบคีรีขันธ์ ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.305 บาท/

กิโวลต์-ชั่วโมง บริษัท Gulf Power Generation Company Limited จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. ฤๅษี จ. ประจวบคีรีขันธ์ ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.374 บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง บริษัท Bowin II Power Company Limited จำนวน 673 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. บ่อวิน จ. ชลบุรี ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.354 บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง และบริษัท BLC Power Limited จำนวน 1,341 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง สถานที่ตั้ง อ. มาบตาพุด จ. ระยอง ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วย 1.374 บาท/กิโวลต์-ชั่วโมง ซึ่งทั้ง 4 บริษัท ได้รับอนุมัติให้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว การลงนามขั้นสุดท้าย ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะมีการดำเนินการโดยเร็วต่อไป เมื่อได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานอัยการสูงสุดแล้ว

3.4) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPP) สรุปสาระสำคัญ ได้ดังนี้

- คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 เห็นชอบร่างระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กซึ่งผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกกรอบแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

- กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กงวดที่ 1 ลงวันที่ 30 มีนาคม 2535 จำนวน 300 เมกะวัตต์ โดยให้ผู้สนใจยื่นข้อเสนอต่อ กฟผ. ภายในวันที่ 31 ตุลาคม 2535 ผลปรากฏว่ามีผู้ผลิต รายเล็กยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ประกาศรับซื้อเป็นจำนวนมาก ประกอบกับความต้องการไฟฟ้าได้เพิ่มสูงขึ้นมากกว่าที่คาดการณ์ไว้ คณะรัฐมนตรี จึงได้มีมติเมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2538 เห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก จาก 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์ และต่อมาได้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก 1,444 เมกะวัตต์ เป็น 3,200 เมกะวัตต์ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าในช่วงปี 2539-2543 และให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกกรอบแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิงต่อไป โดยไม่กำหนดปริมาณในการรับซื้อไฟฟ้า

- คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติเมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2539 เห็นชอบ ในหลักการให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่อยู่ในนิคมอุตสาหกรรมหรือเขตอุตสาหกรรมที่ดำเนินการโดยเอกชน สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าแทนการก่อสร้างสายจำหน่ายหรือสายป้อนของตนเอง โดยเปิดโอกาสให้เอกชนสามารถใช้บริการสายป้อนของการไฟฟ้าได้ ซึ่งจะแก้ไขปัญหาการลงทุนซ้ำซ้อนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าก็จะได้ใช้ประโยชน์จากสายป้อนที่ตนเองได้สร้างไว้แล้ว ส่วนการซื้อขายไฟฟ้าภายในนิคมอุตสาหกรรมหรือเขตอุตสาหกรรมที่ดำเนินการโดยเอกชน ให้เป็นการเจรจาตกลงระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับ ผู้ใช้ไฟฟ้าได้โดยตรงเช่นในปัจจุบันต่อไป นอกจากนี้ ได้เห็นชอบให้คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตรายเล็ก ทั้งในการจำหน่ายเข้าระบบตาม

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กและการจำหน่ายให้ลูกค้าตรง เพื่อให้ การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง นำข้อมูลไปใช้ในการวางแผนการลงทุนอย่างเหมาะสมต่อไป ซึ่งสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพข.) ได้ดำเนินการว่าจ้างที่ปรึกษาการศึกษาเรื่อง "การกำหนดอัตราค่าบริการและเงื่อนไขการใช้บริการสายป้อนของการไฟฟ้า" แล้ว คาดว่าการศึกษาดังกล่าวจะแล้วเสร็จในราวเดือนพฤษภาคม 2540

3.5) การดำเนินการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 28 พฤศจิกายน 2538 กฟผ. ได้ประกาศขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ จากเดิมที่ประกาศไว้ 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2538 เมื่อครบกำหนดมีผู้ยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้ารวม 84 ราย ขนาดกำลังการผลิต 8,155 เมกะวัตต์ ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 4,581 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าปริมาณ 1,444 เมกะวัตต์ ที่ กฟผ. ประกาศขยายการรับซื้อเป็นจำนวนมาก กฟผ. จึงได้พิจารณาคัดเลือกและได้แจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กแล้ว เมื่อเดือนมีนาคม 2539 จำนวน 50 ราย ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้ารวม 1,720 เมกะวัตต์ ต่อมาผู้ผลิตรายเล็กบางรายได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก กฟผ. ทำให้กำลัง การผลิตรวมเท่ากับ 3,699 เมกะวัตต์ ปริมาณการรับซื้อรวม 1,886 เมกะวัตต์

3.6) การดำเนินการขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 นั้น กฟผ. ได้ประกาศขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กจาก 1,444 เมกะวัตต์ เป็น 3,200 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 3 กันยายน 2539 โดยได้คัดเลือกจากผู้ผลิตรายเล็ก ที่ได้อื่นคำร้องขายไฟฟ้าไว้กับ กฟผ. ก่อนวันที่ 31 ธันวาคม 2538 แต่ยังไม่ได้รับการคัดเลือก (มีจำนวน 34 ราย) และ เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2539 กฟผ. ได้แจ้งผลการพิจารณาคัดเลือกการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กเพิ่มเติมอีกจำนวน 11 ราย กำลังการผลิต 1,260 เมกะวัตต์ เสนอขายไฟฟ้ารวม 800 เมกะวัตต์ รวมการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก จำนวน 61 ราย กำลังการผลิต 4,960 เมกะวัตต์ จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ 2,686 เมกะวัตต์ ซึ่งมีผู้ผลิตรายเล็กลงนามในสัญญาแล้ว จำนวน 27 ราย ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย 871 เมกะวัตต์ และมี ผู้ผลิตรายเล็กจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 17 ราย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบในปี 2539 จำนวน 1,215 ล้านหน่วย คิดเป็นมูลค่า 1,649 ล้านบาท

โดยที่ประชุมมีมติ เรื่อง รายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปของ IPP และ SPP ดังนี้

(1) รับทราบรายงานความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนในรูปของ IPP และ SPP ตามที่ฝ่ายเลขานุการฯ เสนอ

(2) มอบหมายให้ กฟผ. จัดส่งประเด็นปัญหาผลกระทบของนโยบายรัฐบาลในการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) ต่อ สพข. เพื่อพิจารณาก่อนและให้นำผลการพิจารณาเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อพิจารณาต่อไป

4) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2540 (ครั้งที่ 63) วันจันทร์ที่ 2

มิถุนายน พ.ศ. 2540 โดยมี นายกร ทัพพะรังสี รองนายกรัฐมนตรี รองประธานกรรมการ เป็นประธานการประชุม นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรรมการและเลขานุการ พิจารณา เรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ.2540 - 2554) มีสาระสำคัญ ดังนี้

4.1) คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2538 อนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (พ.ศ. 2538-2554) หรือ PDP 95-01 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุน ด้านการขยายระบบผลิตและระบบส่งของประเทศ ต่อมาความต้องการไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นเร็วกว่าที่ได้คาดการณ์ไว้ ซึ่งอาจทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงปี 2539-2544 ไม่เพียงพอกับความต้องการ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จึงมีมติให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) เพิ่มขึ้น 3,200 เมกะวัตต์ และให้ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) เพิ่มขึ้นที่ประกาศรับซื้อไว้แล้วในรอบแรก เป็น 5,800 เมกะวัตต์ และในส่วนของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป.ลาว) เพิ่มขึ้น 3,000 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งขยายระยะเวลาสิ้นสุดการรับซื้อไฟฟ้าเป็นปี 2549

4.2) ในช่วงปี 2539 ปรากฏว่าภาวะเศรษฐกิจของประเทศชะลอตัวลงมากและมีแนวโน้มชะลอตัวอย่าง ต่อเนื่องมีผลให้ภาวะเศรษฐกิจในช่วงปี 2540-2541 มีความไม่แน่นอนอยู่มาก ดังนั้น ในเดือนตุลาคม 2539 คณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า จึงได้ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศที่เกิดขึ้นจริงในปี 2539 และได้จัดทำการพยากรณ์เพิ่มเติมอีกชุดคือ "กรณีต่ำ" กฟผ. จึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. (พ.ศ. 2540-2554) หรือ PDP 97-01 ให้สอดคล้องกับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าชุดใหม่ฉบับเดือนตุลาคม 2539 เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนแทนแผนชุดเดิม (PDP 95-01) โดยจัดทำเป็นแผนหลัก และกรณีศึกษา

4.3) แผนหลัก มีสาระสำคัญไม่แตกต่างจากแผนเดิม (PDP 95-01) โดยจะแตกต่างในส่วน of ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP, SPP และ สปป.ลาว ซึ่งมีปริมาณมากกว่าเดิม แต่ในส่วนของโครงการ ยังเหมือนเดิม ยกเว้นสถานที่ตั้งและขนาดของโครงการมีความชัดเจนมากขึ้น ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนภาคใต้เครื่องที่ 1 และ 2 (เครื่องละ 300 เมกะวัตต์) เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 2 และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนแห่งใหม่ (ถ่านหิน) เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 1,000 เมกะวัตต์) เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทับสะแก (ถ่านหิน) เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 1,000 เมกะวัตต์) และเปลี่ยนที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจุฬาภรณ์ เครื่องที่ 1 และ 2 (2 x 200 เมกะวัตต์) เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับคีรีธาร เครื่องที่ 1-3 (3 x 220 เมกะวัตต์) สำหรับโครงการที่จะลดยกเลิกจากเดิม คือ สายส่ง 500 กิโลโวลต์ เพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน ระยะที่ 2

4.4) กรณีศึกษา เป็นกรณีที่ใช้ไฟฟ้าในอนาคตไม่เพิ่มขึ้นอย่างที่คาดคะเนไว้ โดยให้ผลการพยากรณ์ ความต้องการไฟฟ้ากรณีต่ำ ซึ่งมีสาระสำคัญคือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่

เครื่องที่ 2 และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 สามารถชะลอออกไปได้ 1 ปี ส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ระยะที่ 2 สามารถชะลอออกไปได้ 2 ปี สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (IPP) ระยะที่ 2 ที่จะดำเนินการในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ลดลงเป็น 1,300 เมกะวัตต์ และการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชน ในประเทศ และ/หรือ การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 และสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ในแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 10 ลดลงประมาณ 2,900 เมกะวัตต์ เหลือ 12,500 เมกะวัตต์

4.5) เงินลงทุนในแผนหลักช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 (2540-2544) และฉบับที่ 9 (2545-2549) สรุปได้ดังนี้

- เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 8 ในส่วนของ กฟผ. เป็นเงินทั้งสิ้น 268,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ 122,500 ล้านบาท และเงินบาท 145,500 ล้านบาท
- เงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 9 ในส่วนของ กฟผ. เป็นเงินทั้งสิ้น 201,000 ล้านบาท ประกอบด้วยเงินตราต่างประเทศ 82,000 ล้านบาท และเงินบาท 119,000 ล้านบาท

4.6) สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้ประชุมหารือระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าวและมีความเห็น ดังนี้

- เห็นควรให้มีการออกประกาศเชิญชวน IPP รอบต่อไปในช่วงกลางปี 2541
- การรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ส่วนหนึ่งอาจเป็นการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการในประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ การรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว สหภาพพม่า และสาธารณรัฐประชาชนจีน
- ในส่วนของ SPP ตามสัญญาระยะยาวประเภท Firm ขณะนี้ราคาอยู่ในระดับที่สูงกว่าระดับที่ได้รับซื้อจาก IPP และในอนาคตการรับซื้อจาก SPP ประเภท Firm ควรใช้ระบบการประมูลแข่งขันเช่นเดียวกับ IPP ส่วนโครงการที่ใช้พลังงานนอกูปแบบ กาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และโครงการประเภท Non-Firm ให้ดำเนินการตามระเบียบ SPP ปัจจุบันต่อไป
- ปัจจุบันปริมาณการใช้น้ำมันเตาในการผลิตไฟฟ้ายังคงอยู่ในระดับที่ค่อนข้างสูง เพราะปริมาณก๊าซธรรมชาติที่การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) จะจัดหาให้ กฟผ. มีไม่เพียงพอ ขณะนี้ ปตท. คาดว่าจะสามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติให้ กฟผ. ได้มากกว่าที่คาดการณ์ไว้เดิม ประกอบกับการใช้น้ำมันเตาในโรงไฟฟ้าบางปะกงและพระนครใต้ มีการปล่อยฝุ่นละอองสูงกว่าเกณฑ์มาตรฐานที่กรมโรงงานอุตสาหกรรมกำหนด จึงเห็นควรให้ ปตท. เร่งดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมแก่ กฟผ. เพื่อทดแทนน้ำมันเตาในโรงไฟฟ้า พลังความร้อน

● นอกจากนี้ สฟช. มีความเห็นเพิ่มเติมว่า แม้ กฟผ. จะลดบทบาทของตนในการผลิตไฟฟ้าลง แต่เงินลงทุนในช่วงแผนฯ 8 ยังสูงมาก และสูงกว่าแผนชุดเดิมที่ได้รับอนุมัติปี 2538 ประกอบกับการรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในรูปแบบ IPP ในช่วงที่ผ่านมา ราคาซื้ออยู่ในระดับที่ต่ำกว่ากรณี กฟผ. ดำเนินการเอง และเมื่อคำนึงถึงภาวะเศรษฐกิจและฐานะการเงินของรัฐในปัจจุบันด้วยแล้ว สฟช. เห็นว่า กฟผ. ยังไม่มีความจำเป็นที่จะต้องสร้างโรงไฟฟ้าท๊อบสะแก

โดยที่ประชุมมีมติเรื่อง แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ.2540 - 2554) ดังนี้

(1) เห็นชอบแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ตามที่ กฟผ. เสนอ เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนทางด้านการขยายระบบผลิตและระบบส่งของประเทศ โดยมีความต้องการเงินลงทุนในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 8-9 รวม 46,900 ล้านบาท โดยแยกเป็นเงินตราต่างประเทศและเงินบาทจำนวน 204,500 และ 264,500 ล้านบาท ตามลำดับ ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ความต้องการเงินลงทุน

หน่วย : ล้านบาท

	<u>เงินตราต่างประเทศ</u>	<u>เงินบาท</u>	<u>รวม</u>
แผนฯ 8	122,500	145,500	268,000
แผนฯ 9	82,000	119,000	201,000
รวม	204,500	264,500	469,000

(2) เห็นชอบ "กรณีศึกษา" เป็นกรอบทางเลือกในการดำเนินการของ กฟผ. ในกรณีที่ใช้ไฟฟ้าในอนาคตไม่เพิ่มขึ้นอย่างที่คาดคะเนไว้

(3) ให้ใช้แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในข้อ 1 และ 2 เป็นกรอบของการพิจารณาในรายละเอียดของโครงการที่ กฟผ. จะดำเนินการเอง ในช่วง พ.ศ. 2540-2554 โดยไม่ต้องเสนอขออนุมัติในระดับนโยบายอีก ยกเว้นโครงการที่มีประเด็นนโยบายพิเศษ โครงการใหม่ที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ดังปรากฏในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 โครงการใหม่ของ กฟผ. ที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554

โครงการ		กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	กำหนดแล้วเสร็จ
ก.	แผนหลัก		
1.	โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ		
	1.1 พลังน้ำเขื่อนกิ่วลม (สูบกกลับ) เครื่องที่ 1-3	3x220	มกราคม 2548
	1.2 พลังน้ำเขื่อนจุฬาภรณ์ (สูบกกลับ) เครื่องที่ 1-4	4x200	มี.ค. 50 - มี.ค. 51
2.	โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อน		
	2.1 พลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 1 และ 2 (น้ำมัน/ก๊าซ)	2x300	ม.ค. 43 - มี.ค. 44
	2.2 พลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี ชุดที่ 1 (ก๊าซ)	1x300	เมษายน 2546
	2.3 พลังความร้อนทับสะแก เครื่องที่ 1 และ 2 (ก๊าซ/ถ่านหิน)	2x1,000	ต.ค. 48 - มี.ค. 49
3.	โครงการระบบส่งไฟฟ้า		
	3.1 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 10 (2540-2545)	-	2544 - 2545
	3.2 ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการหงสา	-	2544 - กันยายน 2545
	3.3 สายส่ง 115 กิโลโวลต์ เชียงใหม่ 2 - แม่ฮ่องสอน		
	3.4 ระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาวระยะที่ 2	-	2545 - 2546
	3.5 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 11 (2542-2547)	-	2546 - 2547
	3.6 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 12 (2544-2549)	-	2548 - 2549
	3.7 ขยายระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ระยะที่ 2	-	2546 - 2549
	3.8 สายส่ง 500 กิโลโวลต์ สำหรับโรงไฟฟ้าเอกชน ระยะที่ 2	-	2551 - 2552
	3.9 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 13 (2546-2551)	-	2550 - 2551
	3.10 ขยายระบบไฟฟ้า ระยะที่ 14 (2548-2553)	-	2552 - 2553
	3.11 งานขยายระบบไฟฟ้า และงานก่อสร้างเบ็ดเตล็ด ที่มีได้รวบรวมเป็นโครงการ	-	2540 - 2549
ข.	กรณีศึกษา (Case Study)		
	โครงการที่จะขออนุมัติดำเนินการในช่วง พ.ศ. 2540-2554 ของกรณีศึกษา จะเหมือนกับกรณีแผนหลัก จะต่างกันในส่วนองปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า จากเอกชนของกรณีศึกษา จะน้อยกว่ากรณีแผนหลัก 2,900 เมกะวัตต์		

สำหรับขั้นตอนการเสนอและอนุมัติโครงการให้ยึดถือตามแนวทางที่คณะรัฐมนตรีได้
เคยมีมติไปแล้วเมื่อวันที่ 25 เมษายน 2538

(4) มอบหมายให้ กฟผ. ร่วมกับ สฟช. รับไปดำเนินการจัดทำร่างประกาศเชิญชวนการ
รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรอบที่ 2 แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ให้ความ
เห็นชอบเพื่อให้สามารถออกประกาศได้ประมาณกลางปี 2541 โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะรับซื้อจากผู้ผลิต
ไฟฟ้าเอกชน เพิ่มเติมในช่วงแผนฯ 8-10 ดังปรากฏในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ กฟผ. จะรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เพิ่มเติมในช่วงแผนฯ 8-10

หน่วย : เมกะวัตต์

ปี	แผนหลัก			กรณีศึกษา		
	Base/Intermediate Load	ภาคใต้	กึ่งหั่นก๊าซ	Base/Intermediate Load	ภาคใต้	กึ่งหั่นก๊าซ
2548	1,000	300	-	1,000	-	-
2549	1,000	-	-	-	300	-
2550	2,000	300	-	1,000	-	-
2551	2,600	300	200	2,600	300	-
2552	3,000	-	-	3,000	300	-
2553	2,600	300	400	2,600	-	-
2554	2,000	300	400	2,000	300	400

สำหรับโครงการในต่างประเทศ วิธีการดำเนินการให้เป็นไปตามข้อตกลงระหว่าง
รัฐบาลหรือตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติจะกำหนด

(5) ให้ กฟผ. ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ในรูป Non-Firm
โดยไม่มีกำหนดเวลาและปริมาณ แต่ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความมั่นคงและความสามารถของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้

(6) มอบหมายให้ ปตท. รับไปดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติ เพิ่มเติมให้แก่ กฟผ. เพื่อ
ทดแทนการใช้น้ำมันเตาซึ่งก่อให้เกิดปัญหามลภาวะ

5) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2540 (ครั้งที่ 65) วันพุธที่ 10
กันยายน พ.ศ. 2540 โดยมีนายกร ทักษะรังสี รองนายกรัฐมนตรี รองประธานกรรมการ เป็นประธานการ
ประชุม นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เป็นกรรมการและ
เลขานุการ พิจารณา เรื่อง แนวทางในการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในกิจการด้านพลังงาน โดยมี
สาระสำคัญ ดังนี้

5.1) รัฐวิสาหกิจทางด้านการพลังงานมีทั้งหมด 6 แห่งคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (ปตท. สผ.) และบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (บจป.) และมีกิจการด้านการพลังงานที่รัฐหรือรัฐวิสาหกิจถือหุ้นอยู่ (ไม่รวมกิจการด้านปิโตรเคมี ซึ่ง ปตท. ถือหุ้น) อีก 9 แห่ง คือ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด, บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO), บริษัท ขนส่งน้ำมันทางท่อ จำกัด, บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด, บริษัท Thai LNG Power จำกัด, บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด, บริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด, บริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด, และบริษัท บริการเชื้อเพลิงการบิน กรุงเทพ จำกัด

5.2) การดำเนินการเพื่อเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในกิจการด้านพลังงานในช่วงที่ผ่านมาที่สำคัญ คือ การกระจายหุ้นให้ประชาชนในตลาดหลักทรัพย์ ได้แก่ การกระจายหุ้นของบริษัท ปตท. สผ. EGCO และ บจป. การดำเนินการส่งเสริมเอกชนลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ โครงการ IPP และ SPP รวมทั้งการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ ประเทศลาว พม่า และ จีน ซึ่งจะทำให้ลดภาระการลงทุนของ กฟผ. ในด้านการผลิตไฟฟ้าลงได้ สำหรับกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติเป็นกิจการผูกขาดโดยธรรมชาติ (Natural Monopoly) ดังนั้น การเพิ่มบทบาทเอกชนจะต้องดำเนินการควบคู่ไปกับการแปรรูปและปรับโครงสร้าง เพื่อเพิ่มการแข่งขันและหลีกเลี่ยงการโอนกิจการผูกขาดของรัฐไปเป็นการผูกขาดของเอกชน

5.3) คณะรัฐมนตรีได้มีมติเกี่ยวกับการแปรรูปกิจการด้านพลังงาน ได้แก่ กฟผ. กฟน. กฟภ. และ ปตท. ดังนี้

- กำหนดให้แยกโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของ กฟผ. จัดตั้งเป็นบริษัท จำกัด และขายหุ้นให้ประชาชน/เอกชน โดย กฟผ. จะเหลือธุรกิจสายส่งและการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ซึ่งจะยังคงเป็นรัฐวิสาหกิจต่อไป โดยในช่วงแรก กฟผ. จะเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตต่างๆ (Central Supplier) แต่ในช่วงต่อไปจะเปิดให้มีการซื้อขายไฟฟ้าโดยตรงระหว่างผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า โดยให้บริการสายส่งและสายจำหน่ายของการไฟฟ้า ทั้งนี้รัฐจะเป็นผู้กำกับดูแลอัตราค่าใช้บริการ (Wheeling Charge) นอกจากนี้จะมีการจัดตั้ง Electricity Pool ในการซื้อขายไฟฟ้า โดยในขณะนี้ กฟผ. ได้ว่าจ้างที่ปรึกษาดำเนินการศึกษาซึ่งสรุปผลได้ว่า ควรมีการจัดตั้งบริษัทย่อย ของ กฟผ. รวม 10 บริษัท แบ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้า 3 บริษัท และบริษัทสนับสนุนอื่นๆ 7 บริษัท ส่วนในด้านการกำกับดูแลนั้น สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ได้ว่าจ้างบริษัทที่ปรึกษาเพื่อพิจารณารูปแบบการกำกับดูแลที่เหมาะสมซึ่งจะสอดคล้องกับรูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้างกล่าวในอนาคต

- กำหนดให้ กฟภ. ยังคงเป็นรัฐวิสาหกิจ แต่ให้มีการจัดตั้งบริษัทในเครือ 4 แห่งเพื่อรับผิดชอบกิจการจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละภาค

- กำหนดให้ กฟน. ยังคงเป็นรัฐวิสาหกิจ แต่แยกกิจการบางประเภทออกเป็นบริษัทในเครือ ได้แก่ บริษัทบริการระบบไฟฟ้า บริษัทออกแบบและสร้างผลิตภัณฑ์คอนกรีต และบริษัทบริการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ (ESCO)

- กำหนดให้มีการแปรรูป ปตท. และกระจายหุ้นให้ประชาชนในตลาดหลักทรัพย์ฯ ซึ่งขณะนี้ ปตท. ได้ว่าจ้างบริษัทที่ปรึกษาเพื่อพิจารณาในรายละเอียดการแปรรูปและกระจายหุ้น ในขณะเดียวกัน สฟช. ได้ว่าจ้างบริษัทที่ปรึกษาเพื่อศึกษาแนวทางในการปรับโครงสร้างกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อส่งเสริมให้มี การแข่งขันมากยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในการให้ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติขายก๊าซฯ ได้โดยตรงแก่ผู้ใช้ โดยใช้บริการท่อ (Third Party Access) และให้เอกชนลงทุนในบางส่วนของระบบท่อก๊าซฯ

5.4) แนวทางในการเร่งแปรรูปกิจการด้านพลังงานโดยการลดบทบาทของรัฐ
ดำเนินการได้โดยแบ่งเป็น ระยะสั้น ระยะปานกลาง และระยะยาว ดังนี้

- การขายหุ้นของรัฐที่ดำเนินการได้เร็ว มีดังนี้
 - บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด(บจป.) มีกระทรวงการคลังถือหุ้น 48% ควรหา Strategic Investor เข้าถือหุ้นแทนในส่วนนี้ ซึ่งจะทำให้กระทรวงการคลังได้รับเงิน 3,758 ล้านบาท ในกรณีที่ขายหุ้นได้ 15 บาท/หุ้น ในส่วนของ ปตท. ที่ถือหุ้นอยู่ 24% ควรพิจารณาหา Strategic Partner เข้าถือหุ้นแทนเช่นกัน
 - บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด ปัจจุบัน กระทรวงการคลังถือหุ้น 12.5% ซึ่งการถือหุ้นในบริษัทดังกล่าว ก็เพื่อความมั่นคงในการจัดหาน้ำมัน แต่ภายใต้สภาวะการแข่งขันของตลาดน้ำมันในปัจจุบันไม่มีความจำเป็นแล้ว ประกอบกับการถือหุ้นในระดับ 12.5% ไม่มีอำนาจเพียงพอในการกำหนดนโยบายของบริษัทฯ หรือ ทิศทางการบริหารงานของบริษัทฯ จึงเห็นควรให้ กระทรวงการคลังรับไปเจรจากับบริษัท เอสโซ่ฯ เพื่อขายหุ้นคืนทั้งหมด ซึ่งคาดว่าจะได้เงินอย่างน้อย 4,000 ล้านบาท
 - ปตท.สผ. มี ปตท. ถือหุ้น 70.98% และประชาชน 29.02% เนื่องจากเงื่อนไขเงินกู้ของ ปตท.สผ. กำหนดให้ ปตท. ต้องถือหุ้นอย่างน้อย 51% จึงเสนอให้ลดสัดส่วนการถือหุ้นของ ปตท. ลงเหลือ 49-51% โดยจำหน่ายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ ซึ่ง ปตท. จะมีรายได้ประมาณ 25,000 ล้านบาท และให้ ปตท. นำเงินดังกล่าวส่งคลังต่อไป
 - บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (EGCO) กฟผ. ถือหุ้นใน EGCO ถึง 40.7% จึงทำให้ EGCO ไม่สามารถเข้าร่วมในการประมูล IPP ได้ เพราะจะเกิดการแข่งขันทที่ไม่เป็นธรรม ดังนั้น จึงควรให้ กฟผ. ลดสัดส่วนการถือหุ้นลงเหลือ 0% โดย EGCO ควรสรรหา Strategic Partner เข้าถือหุ้นแทน ซึ่งจะ ทำให้มีรายได้ประมาณ 13,765 ล้านบาท

- **การขายหุ้นของรัฐที่จะดำเนินการในขั้นต่อไป มีดังนี้**

- การแปรรูป กฟผ. โดยลดสัดส่วนการถือหุ้นของ กฟผ. ในบริษัทผลิตไฟฟ้าที่จะจัดตั้งขึ้นแต่ละบริษัทเหลือ 49% โดยการขายหุ้นในตลาดหลักทรัพย์ และหากยังมีความจำเป็นในการลดบทบาทของ กฟผ. ก็ให้ลดสัดส่วนของ กฟผ. เหลือ 0% โดยหา Strategic Investor ที่เหมาะสมสำหรับระยะเวลาในการขายหุ้นบริษัทผลิตไฟฟ้าแต่ละบริษัทให้คำนึงถึงปัจจัยต่างๆ ประกอบด้วย ซึ่งระยะเวลาที่เหมาะสมควรเป็นดังนี้ บริษัทผลิตไฟฟ้าที่ 1 (บางปะกง) มิถุนายน 2541, บริษัทผลิตไฟฟ้าที่ 3 (แม่เมาะ) มีนาคม 2542, และบริษัทผลิตไฟฟ้าที่ 2 (ราชบุรี) มีนาคม 2543 ตามลำดับ โดยรายได้สุทธิจากการขายหุ้นส่วนหนึ่ง อาจนำไปชำระหนี้สินของ กฟผ. และกระทรวงการคลังอาจกำหนดให้นำเงินส่งคลังอีกจำนวนหนึ่ง

- การแปรรูป ปตท. ควรดำเนินการหลังจากการกำหนดนโยบายการแปรรูปกิจการ ก๊าซธรรมชาติแล้วเสร็จ ซึ่งคาดว่าจะได้ข้อยุติภายในเดือนตุลาคม 2540 นี้ สำหรับแนวทางการแปรรูป ปตท. ให้ดำเนินการแยกกิจการท่อก๊าซธรรมชาติ (Main System) ออกเป็นบริษัทจำกัด และกำหนดให้เป็น Common Carrier รวมทั้งให้ลดสัดส่วนการถือหุ้นของ ปตท.ลงเหลือ 49% ส่วนกิจการอื่นของ ปตท. อาจแยกเป็นบริษัทลูกภายใต้ Holding Company ที่ตั้งขึ้นใหม่ โดยขั้นแรก ปตท. อาจถือหุ้น 100% แล้วจึงนำ Holding เข้าตลาด หลักทรัพย์ฯ โดยลดสัดส่วนการถือหุ้นของ ปตท. เหลือ 49% และควรทยอยดำเนินการ โดยเริ่มจากการกระจายเข้าตลาดหลักทรัพย์ฯ ในระดับ 30% ก่อนแล้วจึงเพิ่มเป็น 51% ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการได้ในเดือนตุลาคม 2541 และจะทำให้รัฐมีรายได้ประมาณ 153,000 ล้านบาท นอกจากนี้ให้ ปตท. เปรียบเทียบกับบริษัทเชลล์ฯ และบริษัทคาลเท็กซ์เพื่อขายหุ้นให้บริษัท โรงกลั่นน้ำมันระยอง จำกัด และบริษัท สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง จำกัด ตามลำดับ และให้ ปตท. ซื้อหุ้นของบริษัท ไทยออยล์ จำกัด จากบริษัทเชลล์ฯ และบริษัทคาลเท็กซ์ฯ

- การแปรรูป กฟน. และ กฟภ. เนื่องจากกิจการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นกิจการผูกขาด ซึ่งการดำเนินการแปรรูปเป็นเอกชนจะต้องมีการแก้ไขกฎหมายหลายฉบับทั้งพระราชบัญญัติการไฟฟ้านครหลวง และพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมทั้งมีการออกกฎหมายใหม่ในการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า ดังนั้น ในระยะสั้นสมควรมีการพิจารณาว่ามีธุรกิจใดของ กฟน. และ กฟภ. ที่ควรแปรรูปหรือยกเลิก ซึ่ง สพข. เห็นว่า ธุรกิจผลิตภัณฑ์คอนกรีต (ทำเสาไฟฟ้า) น่าจะเป็นธุรกิจที่มีความเหมาะสมที่จะขายให้เอกชนไปดำเนินการได้ในช่วง 2 ปีนี้

- **การขายหุ้นของรัฐในระยะยาว ได้แก่ การขายหุ้นใน บริษัท ขนส่งน้ำมันทางท่อ จำกัด, บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด, และบริษัท Thai LNG Power จำกัด**

- **การเพิ่มบทบาทเอกชนในโครงการใหม่ มีดังนี้**

- กฟผ. สามารถเปลี่ยนโครงการทับสะแกที่กำหนดให้ กฟผ. ดำเนินการเอง เป็นการเปิดประมูล IPP ในรอบต่อไปแทนได้หากยังมีความจำเป็น รวมทั้งสามารถขายโรงไฟฟ้าลัดตะ

คง แบบสลับ ให้เอกชนได้ เนื่องจากไม่เกี่ยวข้องกับการชลประทาน โดยอาจแยกเป็นบริษัทที่ 4 หรือผนวกไว้กับบริษัท ผลิตไฟฟ้าบริษัทใดบริษัทหนึ่งก็ได้

- การลงทุนในการขยายระบบท่อก๊าซฯ ของ ปตท. บางเส้นอาจให้เอกชนเป็นผู้ลงทุน

โดยที่ประชุมมีมติ เรื่อง แนวทางในการเพิ่มบทบาทของภาคเอกชนในกิจการด้านพลังงาน ดังนี้

(1) เห็นชอบแนวทางการขายหุ้นของรัฐที่ดำเนินการได้เร็ว โดยให้ ปตท. รับไปพิจารณาขายหุ้นของ ปตท. ในบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ให้แก่ Strategic Investor ที่เหมาะสมด้วย ทั้งนี้ ให้หน่วยงานดังต่อไปนี้รับไปจัดทำรายละเอียดแล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ภายใน 1 เดือน ดังนี้

- บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) : กฟผ., บริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด กระทรวงการคลัง และ สผช.
- บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) : ปตท. กระทรวงอุตสาหกรรม กระทรวงการคลัง และ สผช.
- บริษัท บางจาก ปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) : กระทรวงการคลัง สผช. บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด และ ปตท.
- บริษัท เอสโซ่ (ประเทศไทย) จำกัด : กระทรวงการคลัง และ สผช.

(2) รับทราบแนวทางในการแปรรูป กฟผ. และ ปตท. ตามที่เสนอโดยมอบหมายให้ กฟผ. ปตท. และ สผช. เร่งดำเนินการศึกษาแนวทางในการแปรรูป ให้แล้วเสร็จโดยเร็วและศึกษาความเหมาะสมของแนวทางในการแปรรูปเพิ่มเติม แล้วนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ภายในเดือนพฤศจิกายน 2540

(3) ให้ กฟผ. และ กฟภ. จัดทำรายละเอียดในการแปรรูปกิจการผลิตก๊าซคอนกรีตแล้วนำเสนอ กพช. ภายใน 1 เดือน

6) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 5/2540 (ครั้งที่ 66) วันศุกร์ที่ 24 ตุลาคม พ.ศ. 2540 โดยมีรองนายกรัฐมนตรี นายกร ทัพพะรังสี รองประธานกรรมการ เป็นประธานการประชุม และเลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ กรรมการและเลขานุการ เป็นเลขานุการที่ประชุม เรื่อง การลดผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัวสำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

6.1) รัฐบาลได้มีนโยบายในการส่งเสริมและสนับสนุนบทบาทของภาคเอกชนให้เข้ามามีส่วนร่วมใน กิจการไฟฟ้าอันจะนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินการและการให้บริการ รวมทั้ง

ยังเป็นการลดภาระด้านการลงทุนของภาครัฐในระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer: IPP) รอบแรก จำนวน 3,800 เมกะวัตต์ เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 และต่อมาได้ประกาศซื้อเพิ่มอีกประมาณ 10 % รวมกำลังผลิตที่ต้องการซื้อทั้งสิ้นประมาณ 4,200 เมกะวัตต์ และเมื่อถึงกำหนดวันยื่นข้อเสนอมีผู้ยื่นข้อเสนอ 32 ราย รวม 50 โครงการ ซึ่งประกอบด้วยข้อเสนอทั้งสิ้น 88 ทางเลือก รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 39,067 เมกะวัตต์ โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 37 ราย ถ่านหิน 12 ราย และออร์มัลชั้น 1 ราย

6.2) การประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจาก IPP ดังกล่าวข้างต้น ดำเนินการภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยได้พิจารณาจากปัจจัยด้านราคา (Price Factor) 60% และจากปัจจัยด้านอื่น ๆ นอกเหนือจากราคา (Non-Price Factors) 40%

6.3) ต่อมา คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 อนุมัติในหลักการให้มีการเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในช่วงปี 2543 - 2546 จำนวน 1,600 เมกะวัตต์ โดยคัดเลือกจากโครงการที่ได้ยื่นข้อเสนอ ต่อ กฟผ. และตามประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในรอบแรก โดยมอบหมายให้คณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรับไปดำเนินการต่อไป ทั้งนี้ได้ให้อำนาจ กฟผ. ที่จะพิจารณาเพิ่มลดปริมาณการซื้อขายกระแสไฟฟ้ากับเอกชนได้ในอัตราร้อยละ 20 เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาการขาดแคลนกระแสไฟฟ้า ได้รวดเร็วยิ่งขึ้น โดยผลการพิจารณาคัดเลือกการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เป็นดังนี้

- การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 1 (พ.ศ. 2539-2543) จำนวน 3 ราย รวม 1,721 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท Independent Power (Thailand) Co., Ltd. (IPT) จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น เชื้อเพลิง, บริษัท Tri Energy Co., Ltd. (TECO) จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง, และบริษัท Eastern Power and Electric Co., Ltd. (EPEC) ขนาดกำลังผลิต 321.25 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยบริษัท IPT และ TECO ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว

- การรับซื้อไฟฟ้าเอกชนระยะที่ 2 (พ.ศ. 2544-2546) จำนวน 4 ราย รวม 4,114 เมกะวัตต์ ได้แก่ บริษัท Union Power Development Co., Ltd. จำนวน 1,400 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง, บริษัท Bowin Power Co., Ltd. จำนวน 673 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง, บริษัท BLCP Power Limited จำนวน 1,341 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง, และบริษัท Gulf Power Generation Co., Ltd. จำนวน 700 เมกะวัตต์ ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยบริษัท Union Power Development Co., Ltd. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว

6.4) การดำเนินงานในการบรรเทาผลกระทบของค่าเงินบาทลอยตัวต่อโครงการ IPP มีดังนี้

- โครงการ IPP 3 โครงการที่ได้ลงนามกับ กฟผ. ไปแล้ว คณะกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้รับการยืนยันจากสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาว่าการออกประกาศของกระทรวงการคลังเรื่องการปรับปรุงระบบการ

แลกเปลี่ยนเงินตรา ถือว่าเป็นการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย (Change in Law) ซึ่งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ผู้ลงทุนมีสิทธิขอให้ กฟผ. พิจารณาปรับราคา และหามาตรการช่วยเหลือ ส่วนโครงการ IPP อีก 4 โครงการที่ได้มีการเจรจาเสร็จแล้ว แต่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญา PPA ตามประกาศเชิญชวน IPP กำหนดให้สามารถเจรจาเพื่อขอปรับสัญญาได้

- คณะอนุกรรมการฯ ได้ดำเนินการเจรจากับผู้พัฒนาโครงการทั้ง 7 ราย จนสามารถหาข้อยุติ ที่เป็นที่ยอมรับได้ของทั้ง 2 ฝ่าย และได้มีการลงนามในข้อตกลง (Memorandum of Understanding : MOU) ซึ่งสรุปสาระสำคัญของข้อตกลงได้ดังนี้

- การปรับราคาซื้อขายไฟฟ้า โดยปรับปรุงสูตรการกำหนดค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) บางส่วนให้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามอัตราแลกเปลี่ยน ทั้งนี้ ค่า AP จะสูงขึ้นหากอัตราแลกเปลี่ยนลดต่ำกว่า 27 บาท/เหรียญสหรัฐฯ

- การเพิ่มกำลังการผลิต ตกลงให้ IPP บางรายสามารถเพิ่มกำลังการผลิตเพื่อช่วยให้ IPP สามารถจัดหาเงินกู้มาดำเนินโครงการได้ ดังนี้ BLCP เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 1,346.5 เมกะวัตต์ Bowin เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 713 เมกะวัตต์ และ EPEC เพิ่มกำลังการผลิตเป็น 350 เมกะวัตต์

- การเลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า เนื่องจากการจัดหาเงินกู้ประสบความสำเร็จ จึงตกลงให้ IPT Union Power และ Gulf Power สามารถเลื่อนวันเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าออกไปได้ เป็นเวลาประมาณ 3-6 เดือน

- การจำกัดวงเงินค่าปรับสำหรับโครงการก๊าซธรรมชาติ ทั้ง 4 โครงการ ให้จำกัด วงเงินค่าปรับ (Penalties) ของรายรับส่วน AP ไว้ที่ 1% ของค่า APR_{in} (บาท/กิโลวัตต์) เป็นเวลา 12 เดือน นับจากวันจ่ายไฟเข้าระบบของ กฟผ.

- การเปลี่ยนแปลงทางเทคนิค ให้ Union Power เปลี่ยนค่าอุณหภูมิอ้างอิงของ cooling water จาก 32.2 °C เหลือ 28 °C

- การเปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้น ให้ TECO เปลี่ยนแปลงโครงสร้างสัดส่วนผู้ถือหุ้น เป็นดังนี้ Banpu Gas Power Ltd. 55.6%, Texaco 54.4%

6.5) คณะกรรมการ กฟผ. ได้พิจารณาเรื่องการแก้ไขผลกระทบที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้รับจากการเปลี่ยนแปลงระบบการแลกเปลี่ยนเงินตรา และได้มีมติเห็นชอบในบางประเด็น ดังนี้

- เห็นชอบหลักการการปรับสูตรการรับซื้อไฟฟ้าใหม่ โดยสัดส่วนเงินลงทุนที่เป็นเงินตราต่างประเทศที่ใช้ในการคำนวณสูตรการปรับราคาซื้อไฟฟ้าให้แก่ IPP ให้จ่ายตามค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง แต่ไม่เกิน 90% สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกังหันก๊าซ และไม่เกิน 72% สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนถ่านหิน

- เห็นชอบการขอปรับปรุงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเพิ่มเติมในส่วน of non-price ที่ IPP ทั้ง 6 ราย ขอมา ยกเว้นการขอเพิ่มขนาดกำลังการผลิตของ Bowin, BLCP, และ EPEC

- ไม่เห็นชอบการจำกัดค่าปรับในช่วง 12 เดือนแรกไว้ไม่เกิน 1% ของรายได้จาก AP1 ของโครงการที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

6.6) IPP ทั้ง 7 ราย ได้พิจารณาข้อเสนอของคณะกรรมการ กฟผ. ในข้อ 5 แล้ว ไม่สามารถรับข้อเสนอของคณะกรรมการ กฟผ. ได้ เนื่องจากจะทำให้โครงการไม่มีความคุ้มทุน และไม่สามารถหาเงินกู้ได้ ดังนั้น เพื่อให้ การดำเนินการแก้ไขปัญหาลดผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว สำหรับโครงการ IPP มีข้อยุติโดยเร็ว สพข. มีความเห็น ดังนี้

- การดำเนินการแก้ไขผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัวต่อโครงการ IPP โดยเร็วเป็นเรื่องที่มีความสำคัญ มิฉะนั้นจะมีผลกระทบอย่างรุนแรงต่อความมั่นใจของนักลงทุนและสถาบันการเงินในเศรษฐกิจไทย และระบบการบริหารงานทางด้านพลังงานของรัฐบาลไทย ประกอบกับ กฟผ. ได้นำโครงการ IPP ทั้ง 7 โครงการ บรรจุไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว หากโครงการดังกล่าวจะต้องยกเลิกหรือเลื่อนออกไปอีก ก็จะมีผลต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ

- คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มอบหมายให้ คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน เป็นผู้เจรจากับ ผู้พัฒนาโครงการ IPP ซึ่งการเจรจาดังกล่าวได้ ข้อตกลงทั้งส่วนของการปรับราคาซื้อขายไฟฟ้า และการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้า นอกเหนือจากสูตรราคา (Non Price) โดยข้อตกลงทั้ง 2 ส่วน จะแยกจากกันไม่ได้ เนื่องจากคณะอนุกรรมการฯ ได้กำหนดให้อัตราแลกเปลี่ยนฐานอยู่ ณ ระดับ 27 บาท/เหรียญสหรัฐฯ ดังนั้น IPP จึงขอแก้ไขสัญญาในส่วนที่ไม่เกี่ยวกับราคาไฟฟ้าด้วย เช่น การเปลี่ยนแปลงขนาดกำลังการผลิต

- การขอเปลี่ยนแปลงขนาดกำลังการผลิตของ IPP นั้นจะมีผลทำให้กำลังการผลิตรวมของทั้ง 7 โครงการเปลี่ยนแปลงจาก 5,835 เมกะวัตต์ เป็น 5,909 เมกะวัตต์ ซึ่งยังอยู่ในอำนาจที่ กฟผ. จะดำเนินการได้ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2539 ที่ได้ให้อำนาจ กฟผ. ที่จะพิจารณาเพิ่มลดปริมาณการ ซื้อขายกระแสไฟฟ้ากับเอกชนได้ในอัตราร้อยละ 20 ของปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าที่ได้รับอนุมัติเพิ่มเติม 1,600 เมกะวัตต์

- คณะกรรมการ กฟผ. ในการประชุมเมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2540 และเมื่อวันที่ 17 ตุลาคม 2540 ได้มีมติเห็นชอบข้อเสนอของอนุกรรมการฯ เพียงบางส่วน ซึ่งแตกต่างจากข้อตกลงที่ได้ลงนามไปแล้วในสาระสำคัญ และ กฟผ. ได้ดำเนินการแจ้ง IPP ทั้ง 7 โครงการแล้ว ปรากฏว่า IPP ไม่ยอมรับข้อเสนอของคณะกรรมการ กฟผ. หากจะให้ IPP รับข้อเสนอของคณะกรรมการ กฟผ. แล้ว อัตราแลกเปลี่ยนฐานจะต้องลดจาก 27 บาท/เหรียญสหรัฐฯ เป็น 25-26 บาท/เหรียญสหรัฐฯ ซึ่งจะทำให้ค่าไฟฟ้าสูงขึ้น

โดยที่ประชุมมีมติ เรื่อง การลดผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัวสำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ดังนี้

(1) อนุมัติข้อเสนอการบรรเทาผลกระทบของค่าเงินบาทลอยตัวต่อโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ทั้งในส่วนของการปรับสูตรราคาซื้อขายไฟฟ้า และการปรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับสูตรราคาตามที่ได้มีการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) ระหว่าง กฟผ. กับ IPP ทั้ง 7 โครงการแล้ว

(2) ให้ กฟผ. เร่งดำเนินการแก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ IPP ทั้ง 3 โครงการที่ได้มีการลงนามไปแล้ว สำหรับ IPP อีก 4 โครงการ ที่ยังไม่ได้มีการลงนามในสัญญาให้ กฟผ. ดำเนินการแก้ไขข้อความในสัญญา และให้มีการลงนามโดยด่วนต่อไป

7) มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 4/2544 (ครั้งที่ 85) วันจันทร์ที่ 10 กันยายน พ.ศ. 2544 โดยมี พันตำรวจโททักษิณ ชินวัตร นายกรัฐมนตรี เป็นประธานที่ประชุม รองนายกรัฐมนตรี นายพิทักษ์ อินทรวินัยนันท์ ประธานกรรมการ นายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เลขาธิการคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ กรรมการและเลขานุการ พิจารณาเรื่องความคืบหน้าในการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนในรูปแบบของ IPP SPP และโครงการในประเทศเพื่อนบ้าน โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

7.1) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPP) ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2537 ปัจจุบันมีความคืบหน้าสรุปได้ดังนี้ คือ

- โครงการ IPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. แล้วมี 2 โครงการ คือ โครงการ Tri Energy Co., Ltd. (TECO) และโครงการ Independent Power (Thailand) Co., Ltd. (IPT) โดยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2543 และวันที่ 15 สิงหาคม 2543 ตามลำดับ

- โครงการ Eastern Power & Electric Co., Ltd. (EPEC) และโครงการ Bowin Power Co.,Ltd. อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบสายส่งเชื่อมโยง

- โครงการ IPP 2 โครงการที่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ซึ่งใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง คือ บริษัท Gulf Power Generation Co., Ltd. และบริษัท Union Power Development Co., Ltd. ประสบปัญหาความล่าช้า เนื่องจากต้องจัดให้มีการประชาพิจารณ์ก่อน และได้ขอเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินโครงการตามแผนงาน

- โครงการ BLCP อยู่ระหว่างการศึกษาการขุดลอกร่องน้ำเพื่อก่อสร้างท่าเทียบเรือขนถ่ายถ่านหิน ในส่วนสิทธิการเข้าใช้ประโยชน์ในพื้นที่ซึ่งเป็นสถานที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าอยู่ระหว่างการพิจารณาร่วมกันระหว่างกรมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยและกรมเจ้าท่า

7.2) การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPP) มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกูปแบบกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration รวมทั้ง เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระการลงทุนในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าของรัฐลง ซึ่งมี SPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า

แล้วรวม 61 ราย ในจำนวนนี้เป็น SPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. แล้ว 45 ราย มีปริมาณไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบรวม 1,863 เมกะวัตต์

7.3) การซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน มีความคืบหน้าสรุปได้ดังนี้

- ประเทศสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว)

โครงการผลิตไฟฟ้าที่ สปป.ลาว เสนอจะขายไทยมี 8 โครงการ รวมกำลังการผลิต 3,596 เมกะวัตต์ โดยมีโครงการน้ำเทิน 2 ซึ่ง กฟผ. และกลุ่มผู้ลงทุนโครงการได้ลงนาม MOU ไปแล้วเมื่อวันที่ 3 สิงหาคม 2543 และเมื่อกลางเดือนสิงหาคม 2544 นายกรัฐมนตรี สปป.ลาว ได้เดินทางมาเยือนประเทศไทย และได้ร้องขอให้ฝ่ายไทยเร่งดำเนินการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการน้ำเทิน 2 เพื่อนำไปสู่การลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเดือนตุลาคม 2544 ซึ่งฝ่ายไทยรับจะดำเนินการให้แล้วเสร็จตามกำหนด ส่วนโครงการอื่นๆ ให้ชะลอการเจรจารับซื้อไว้ก่อน โดยรัฐบาลจะประเมินความต้องการใช้ ไฟฟ้าในประเทศอีกครั้ง

- ประเทศสหภาพพม่า โครงการผลิตไฟฟ้าที่สหภาพพม่าเสนอจะขายให้ไทยมี 4 โครงการ ได้แก่ โครงการน้ำกก (42 เมกะวัตต์) โครงการฮจียี (300 เมกะวัตต์) โครงการท่าซาง (3,500 เมกะวัตต์) และโครงการคานบวก (1,500 เมกะวัตต์) กำลังการผลิตรวม 5,342 เมกะวัตต์ ซึ่ง กฟผ. ได้ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ของระบบสายส่งที่จะขายไฟฟ้าเข้าระบบของพม่าในปริมาณ 100 - 150 เมกะวัตต์ โดยจะส่งไฟจากอำเภอแม่สอด จังหวัดตาก ไปยังเมือง Bago (หงสาวดี) แต่ขณะนี้ได้หยุดชะงักลงเนื่องจากปัญหาทางด้าน การเมือง

- ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน คณะกรรมการซื้อขายไฟฟ้าไทย - จีน ได้ลงนามในความตกลงเรื่อง "การร่วมลงทุนในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำยูนนานจิงหรงระหว่างกลุ่มผู้ลงทุนไทย - จีน" เมื่อวันที่ 5 กันยายน 2543 โดย กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ จากโครงการนี้ในปี 2556 และอีก 1 โครงการ ในปริมาณ 1,500 เมกะวัตต์ ในปี 2557 และได้ตกลงที่จะใช้ระบบสายส่งขนาด 500 kV DC ส่งไฟฟ้าจำนวน 3,000 เมกะวัตต์ โดยมีแนวสายส่งผ่านพื้นที่ สปป.ลาว นอกจากนั้น ได้เห็นชอบให้โรงไฟฟ้า พลังน้ำยูนนานจิงหรง เข้าร่วมการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) ของไทยด้วย

- ประเทศกัมพูชา คณะกรรมการซื้อขายไฟฟ้าไทย - กัมพูชา ได้มีการหารือที่จะรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ในปริมาณ 25 - 30 เมกะวัตต์ เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับ 3 จังหวัดของกัมพูชา ได้แก่ บันเทอมินเจย เสียมราฐ และพระตะบอง โดยเมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2544 ที่ผ่านมา คณะกรรมการฝ่ายไทยได้มีมติเห็นชอบให้ กฟผ. ใช้สายส่งของ กฟผ. ส่งไฟฟ้าจากสถานีวัฒนานครไปยังชายแดนไทย ที่อำเภออรัญประเทศ จังหวัดสระแก้ว อัตราค่าไฟฟ้าที่จะจำหน่ายให้แก่กัมพูชา ณ จุดส่งมอบเท่ากับผลบวกของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกประเภทกิจการขนาดใหญ่ (115 kV) รวมกับค่าเฉลี่ยเงินชดเชยรายได้ที่ กฟผ. ได้รับจาก กฟน. เท่ากับ 0.1459 บาท/หน่วย และค่าไฟฟ้าผันแปร โดยบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) จะ

เป็นผู้ก่อสร้างสายส่งช่วงต่อจากชายแดนไทย ไปยัง 3 จังหวัดของกัมพูชาและคาดว่าจะจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กัมพูชาได้ในปี 2547

ในการประชุมครั้งนี้ที่ประชุมได้พิจารณาหัวข้อต่างๆ ดังนี้

(1) ประธานที่ประชุมฯ ได้สอบถามถึงโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินที่จังหวัด ประจวบคีรีขันธ์ ซึ่งฝ่าย เลขานุการฯ ได้ชี้แจงเพิ่มเติมว่า รัฐบาลสามารถสั่งการให้หยุดหรือดำเนินโครงการ โรงไฟฟ้าถ่านหินได้ เพียงแต่ว่าการสั่งยกเลิกโครงการนั้น รัฐบาลจะต้องจ่ายค่าปรับ ยกเว้นกรณีโครงการ ไม่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพราะไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขในการขอใบอนุญาตได้ซึ่ง ในกรณีนี้รัฐไม่ต้องเสียค่าปรับ อย่างไรก็ตาม ประธานที่ประชุมฯ และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงการ ต่างประเทศ (นายสุรเกียรติ์ เสถียรไทย) เห็นว่า การ ตัดสินใจให้โครงการนี้ดำเนินต่อไปจะต้องกระทำอย่าง รอบคอบ เนื่องจากต้องระมัดระวังในเรื่องของมลภาวะที่จะเกิดขึ้น ซึ่งฝ่ายเลขานุการฯ ได้ชี้แจงว่า ประเด็น ปัญหามลภาวะไม่น่าเป็นห่วง เนื่องจากรัฐ ได้มีการกำหนด มาตรการป้องกันมลภาวะที่เข้มงวดอยู่แล้ว รวมทั้งโครงการจะต้องได้รับอนุมัติรายงานการศึกษาผลกระทบต่อ สิ่งแวดล้อม (EIA) ด้วย และเจ้าของ โครงการ IPP เองยังได้จัดตั้งกองทุนเพื่อช่วยเหลือประชาชนในบริเวณใกล้เคียงที่อาจได้รับผลกระทบจาก การผลิตไฟฟ้าอีกด้วย

(2) ประธานที่ประชุมฯ ได้ให้ข้อคิดเห็นว่า หากเราได้รับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อน บ้านไม่สูงกว่าต้นทุน ที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองในประเทศ ก็สมควรที่จะรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อ เป็นการให้ความช่วยเหลือประเทศเหล่านั้น ซึ่งฝ่ายเลขานุการฯ ได้ชี้แจงเพิ่มเติมว่า เป็นแนวทางที่ได้นำมา ปฏิบัติอยู่แล้ว

(3) เนื่องจาก กฟผ. จะต้องเตรียมการจัดตั้งเป็นบริษัทจำกัดและนำเข้าจดทะเบียนใน ตลาดหลักทรัพย์ฯ ประธานที่ประชุมฯ จึงมีความเห็นว่า กฟผ. ควรกำหนดแผนกลยุทธ์การดำเนินงานใน อนาคตให้สอดคล้องกัน โดยเฉพาะการพิจารณาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในต่างประเทศ เนื่องจากศักยภาพ ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในประเทศมีข้อจำกัด ซึ่งผู้แทน กฟผ. รับที่จะไปหารือกับ สฟช. ต่อไป ทั้งนี้ ฝ่ายเลขานุการฯ ได้ชี้แจงเพิ่มเติมว่า ในอนาคตเมื่อมีการแปรรูป กฟผ. ออกเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้า 1 และ 2 และนำเข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ฯ แล้ว บริษัทผลิตไฟฟ้า 1 และ 2 ก็สามารถลงทุนในต่างประเทศ ได้เช่นเดียวกับโครงการของบริษัทผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) ที่ได้มีการลงทุนในโครงการน้ำเทิน 2 ใน สปป. ลาว

(4) ประธานที่ประชุมฯ มีข้อห่วงใยในเรื่องการจัดหาปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ว่า นอกจากจะต้องจัดหาให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศแล้ว จะต้องไม่อยู่ในระดับสูง เกินไป และในขณะเดียวกันก็ควรคำนึงถึงการประหยัดและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุด โดยไม่ควรมองเพียงด้านใดด้านหนึ่ง

(5) รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการต่างประเทศ (นายสุรเกียรติ์ เสถียรไทย) ได้สอบถาม ถึงความคืบหน้าในการดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ซึ่งผู้แทนจาก กฟผ. ได้ชี้แจงว่า กฟผ. อยู่

ระหว่างการเร่งดำเนินการเจรจาโครงการน้ำเทิน 2 ให้สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเบื้องต้น (Initial Power Purchase Agreement : Initial PPA) ได้ภายในเดือนตุลาคม 2544 ส่วนโครงการอื่นๆ ที่เหลือได้ชะลอ การเจรจารับซื้อไว้ก่อนเนื่องจากจะต้องประเมินความต้องการใช้ในประเทศอีกครั้ง อย่างไรก็ตาม ฝ่ายเลขานุการฯ ได้ชี้แจงเพิ่มเติมว่า ประเทศยังมีความจำเป็นที่จะต้องการกระจายแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะมีผลต่อความมั่นคงด้านพลังงาน ลดความเสี่ยง และสร้างอำนาจการต่อรองราคาพลังงานของประเทศด้วย

ภาคผนวก 5

ตัวอย่างการปรับปรุงการคำนวณค่ารับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน

ภาคผนวก 5

ตัวอย่างการปรับปรุงการคำนวณค่ารับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน

ตัวอย่างการปรับปรุงการคำนวณค่ารับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน เกิดขึ้นเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงระบบการกำหนดอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราเป็นระบบอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว เมื่อวันที่ 2 กรกฎาคม 2540 คณะอนุกรรมการประเมินและคัดเลือกข้อเสนอการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ได้ดำเนินการเจรจากับผู้พัฒนาโครงการทั้ง 7 ราย จนสามารถหาข้อยุติที่เป็นที่ยอมรับได้ของทั้ง 2 ฝ่าย ในการบรรเทาผลกระทบต่อ IPP ด้วยการปรับปรุงสูตรการกำหนดค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) บางส่วนให้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามอัตราแลกเปลี่ยน สรุปสาระสำคัญดังนี้

(1) สูตรเดิม

$$\text{ค่าไฟฟ้า} = AP1 + AP2 + EP$$

ตามสูตรเดิม IPP รับความเสี่ยงของอัตราแลกเปลี่ยน โดย IPP ได้นำความเสี่ยงนี้มารวมไว้ใน AP1 และ AP2 แล้วในระดับหนึ่ง

(2) สูตรใหม่

$$AP1 \rightarrow AP1 * a * FX_t / FX_0 + (1-a) * AP1$$

$$AP2 \rightarrow AP2 * b * FX_t / FX_0 + (1-b) * AP2$$

โดย FX_t คือ อัตราแลกเปลี่ยนในช่วงเวลา t (ใช้ค่าเฉลี่ยของอัตราซื้อและอัตราขาย) $FX_0 = 27$ บาท/เหรียญสหรัฐ สำหรับ a และ b มีค่า ดังนี้

	โครงการก๊าซ (MW)	โครงการถ่านหิน (MW)
a	0.90	0.75
b	0.65	0.55

ค่า a และ b นี้ กำหนดจากสัดส่วนของค่าใช้จ่ายที่เป็นเครื่องมืออุปกรณ์ที่นำเข้าจากต่างประเทศสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ. โดยไม่คำนึงถึงสัดส่วนของการกู้ยืมที่เป็นเงินตราต่างประเทศของ IPP แต่ละราย ฉะนั้นในกรณีที่มีความไม่สอดคล้อง (mismatch) ระหว่างเงินกู้และสัดส่วนของค่าใช้จ่ายที่เป็นเงินตราต่างประเทศ IPP จะต้องไปดำเนินการเจรจากับสถาบันการเงิน เพื่อแก้ไขเงื่อนไขเงินกู้เอง และในกรณีที่ค่าก่อสร้างมีความผูกพันกับอัตราแลกเปลี่ยนมากกว่านี้ ก็เป็นประเด็นที่ IPP จะต้องไปขอเจรจากับผู้รับเหมาก่อสร้างเช่นกัน

ภาคผนวก 6

สรุปผลการศึกษาดูงาน

ครั้งที่ 1/2552 ในวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2552

ณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จ.นนทบุรี

สรุปผลการศึกษาดูงาน
โครงการวิจัยเรื่อง การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชน
ในกรณีศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่
ครั้งที่ 1/2552 ในวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2552
ณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จ.นนทบุรี

1. สถานภาพปัจจุบันของโครงการ IPP และหลักการในการดำเนินโครงการ IPP

โครงการ IPP เป็นโครงการที่มีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ 3 ประการ

- (1) เพื่อให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
- (2) เพื่อลดภาระในการลงทุนของภาครัฐ
- (3) เพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคในบางช่วงเวลา

ภาคเอกชนมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า โดยผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) จะแข่งขันกันประมูลราคาไฟฟ้า ผลิตไฟฟ้า และจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นผู้ซื้อรายเดียว

ในรอบแรก (ปี 2537) มีบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP จำนวน 7 ราย มีขนาดกำลังการผลิตรวม 6,676 เมกะวัตต์ เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2543 จนถึงปัจจุบัน ดังปรากฏในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ รอบแรก (ปี 2537)

	ชื่อ	ชื่อย่อ	ชนิด	เชื้อเพลิง	ขนาด (เมกะวัตต์)	จ่ายไฟฟ้า
1	บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	IPT	CCGT	NG/Diesel	700	2543
2	บริษัท ไตร เอนเนอจี จำกัด	TECO	CCGT	NG/Diesel	700	2543
3	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด	GLOW	CCGT	NG/Diesel	2 x 356	2546
4	บริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ จำกัด	EPEC	CCGT	NG/Diesel	350	2546
5	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	BLCP	Thermal	Coal	2 x 673	2549
6	บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด	GPG	CCGT	NG/Diesel	2 x 734	2550
7	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด	RPC	CCGT	NG/Diesel	2 x 700	2551
	รวม				6,676	

หมายเหตุ CCGT = โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Gas Turbine)
Thermal = โรงไฟฟ้าพลังความร้อน
SCOD = Scheduled Commercial Operation Date

ในรอบล่าสุด บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน IPP ที่ลงนามสัญญากับ กฟผ. เมื่อเดือนกันยายนและตุลาคม 2551 มี จำนวน 4 ราย¹⁸ ขนาดกำลังการผลิตรวม 4,400 เมกะวัตต์ คาดว่าจะเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้ประมาณปี 2554-2557 ดังปรากฏในตารางที่ 2

¹⁸ ลงนามในสัญญาแล้ว 3 ราย

ตารางที่ 2 โรงไฟฟ้า IPP รอบล่าสุด (ลงนามสัญญากันยายนและตุลาคม 2551)

	ชื่อ	ชื่อย่อ	ขนาด (เมกะวัตต์)	จ่ายไฟฟ้า
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหิน			
1	บริษัท เก็คโค-วัน จำกัด	GHECO ONE	660	2554
2	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด	NPS	540	2556
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ			
3	บริษัท สยาม เอ็นเนอร์จี จำกัด	SEC	1600	2556
4	บริษัท เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น ซัพพลาย จำกัด	PGS	1600	2557
	รวม		4,400	

นอกจากนั้นแล้ว ยังมีบริษัทในเครือของ กฟผ. ที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่ง กฟผ. จัดสร้างขึ้นมาเพื่อเป็นโรงไฟฟ้าต้นแบบ และขายให้แก่ภาคเอกชน โดยที่ กฟผ. ยังเป็นผู้ถือหุ้นอยู่จำนวน 3 ราย ได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด และบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

สรุปจำนวนบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชน (โรงไฟฟ้า IPP และบริษัทในเครือของ กฟผ.)

ในปัจจุบัน บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนและบริษัทในเครือของ กฟผ. ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Power Purchase Agreement: PPA) โดยมีกำลังการผลิตรวม 12,150 เมกะวัตต์ ดังปรากฏในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่และบริษัทในเครือของ กฟผ.

	ชื่อ	ชื่อย่อ	เชื้อเพลิง	ขนาด (เมกะวัตต์)	จ่าย ไฟฟ้า
	บริษัทในเครือของ กฟผ.				
1	บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด	RGGCO	NG	1,173	2537
2	บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด Unit 1	KEGCO	NG	69.9	2539
	“ Unit 2			70.2	2539
	“ Unit 2			678	2539
3	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (พลังความร้อน) Unit 1	RATCH	NG	1,440	2543
	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (พลังความร้อนรวม) Unit 2			2,041	2545
	บริษัทผลิตไฟฟ้า IPP				
1	บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	IPT	NG	700	2543
2	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด Unit 1	BLCP	Coal	1,347	2549
	Unit 2				2550
3	บริษัท โกลว์ ไอพีพี กัด	GIPP	NG	713	2546
4	บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด Unit 1	GULF	NG	1,468	2550
	“ Unit 2				2551
5	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด	RPCL	NG	1,400	2551
6	บริษัท อีสเทอร์น เพาเวอร์ อีเล็คทริก จำกัด	EPEC	NG	350	2546
7	บริษัท ไดร เอนเนอจี จำกัด	TECO	NG	700	2543
	รวม			12,150	

2. แผนการรับซื้อไฟฟ้าของโครงการ IPP

แผนการรับซื้อไฟฟ้าของโครงการ IPP เป็นไปตามนโยบายของรัฐ ซึ่งมีวัตถุประสงค์ในการลดภาระของภาครัฐ โดยแบ่งสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และบริษัทเอกชนไว้ที่ 50:50 (ไม่รวมการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน) ซึ่งเป็นไปตามที่มติคณะรัฐมนตรีกำหนด และมีรายละเอียดของแผนการรับซื้ออยู่ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) ซึ่งในแผนฯ จะมีการประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าระยะ 15 ปีข้างหน้า สำหรับใช้เป็นฐานในการวางแผนการผลิตให้เพียงพอและสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภค โดยปัจจุบันเป็นแผนพัฒนาฯ ของปี 2552-2564 (อยู่ระหว่างขั้นตอนของการนำเสนอต่อคณะรัฐมนตรี)

แผนพัฒนาฯ (PDP) มีการปรับปรุงเป็นระยะ มีการกำหนดส่วนแบ่งตลาดในการผลิตไฟฟ้าระหว่างภาครัฐและภาคเอกชน โดยพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ผลกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า ปริมาณไฟฟ้าสำรอง รวมถึงพิจารณาถึงต้นทุน หนี้สิน และตัวแปรทางการเงินอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

สำหรับความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้าในส่วนของภาคเอกชน ซึ่งมีลักษณะการดำเนินการเชิงธุรกิจ และมีสัญญาการผลิตที่ชัดเจน เมื่อเกิดเหตุการณ์บางอย่างนอกเหนือจากในสัญญาที่กำหนดไว้ การปรับแผนการผลิตจะทำได้ยาก หรือภาครัฐอาจต้องเสียค่าปรับ ในขณะที่ภาครัฐมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการผลิตมากกว่า

สัดส่วนของการผลิตไฟฟ้า ณ สิ้นปี 2551 โรงไฟฟ้าของ กฟผ. มีส่วนแบ่งตลาดประมาณร้อยละ 47 และโรงไฟฟ้าของภาคเอกชน มีส่วนแบ่งตลาดประมาณร้อยละ 53

ทั้งนี้ กฟผ. มีโรงไฟฟ้าที่เป็นบริษัทในเครือ 3 บริษัท ได้แก่ บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด (กฟผ. ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 45) บริษัท ผลิตไฟฟ้าระยอง จำกัด (กฟผ. ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 25, กฟผ. ถือหุ้น EGGO ซึ่งถือหุ้น KEGCO อยู่) และบริษัท ผลิตไฟฟ้าขอนแก่น จำกัด (กฟผ. ถือหุ้น EGGO ซึ่งถือหุ้น KEGCO อยู่) อย่างไรก็ตามในปัจจุบันภาครัฐยังไม่มียุทธศาสตร์จัดตั้งบริษัทในเครือเช่นนี้เพิ่มขึ้นอีก และจะไม่มีการจัดตั้งบริษัทลูกเพื่อผลิตไฟฟ้าแข่งขันกับเอกชน ตามที่กฎหมายได้กำหนดห้ามดำเนินการในลักษณะดังกล่าว

โรงไฟฟ้าเอกชนรอบใหม่ จำนวน 4 แห่ง จะสร้างแล้วเสร็จในอีก 4-5 ปีข้างหน้า 2556-2557 กรอบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA) ของบริษัทเอกชนในระยะที่ 2 ดังกล่าวข้างต้นจะไม่แตกต่างกันมากนัก นอกจากการดำเนินงานของบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ในระยะที่ 2 แล้ว การขยายกำลังการผลิตจะเป็นการดำเนินงานของ กฟผ. เองโดยตรง

3. วิธีการคำนวณภาระเสี่ยงตามสัญญาซื้อไฟฟ้าระยะยาวจาก IPP

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะได้รับค่าซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ตามสูตรที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) แบ่งออกเป็น 2 ส่วน (Two part tariff) ดังนี้

1) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. ต้องจ่ายหากโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการผลิตตามคำสั่งเดินเครื่อง ครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ในส่วนของเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายดำเนินการ และค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า ภาระหนี้สิน และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น

สูตรการคำนวณค่า AP

$$AP = f(FX, CPI^{TH}, CPI^{US}, \dots)$$

โดยที่

FX = อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Foreign Exchange Rate)

CPI^{TH} = ดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไปของประเทศไทย

CPI^{US} = ดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไปของสหรัฐอเมริกา

ราคาซื้อไฟฟ้าในส่วน of ค่าความพร้อมจ่าย (AP) จะขึ้นอยู่กับตัวแปรทางเศรษฐกิจมหภาคที่สำคัญ 2 ตัวแปร ได้แก่ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (FX) และดัชนีราคาผู้บริโภคทั่วไป (CPI) รายละเอียดของสูตรจะระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

ทั้งนี้ โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า ในส่วนค่า (AP) จะแบ่งออกเป็น 3 ลักษณะดังนี้

- (1) แบบ Front-end Loading ค่าไฟฟ้าจะมีราคาสูงในช่วงปีแรกๆ ของสัญญาและจะค่อยๆ ลดลงในระยะต่อมา
- (2) แบบ Mid-end Loading ค่าไฟฟ้าจะมีราคาสูงที่สุดในช่วงกลางของสัญญา
- (3) แบบ Back-end Loading ค่าไฟฟ้าจะมีราคาสูงในช่วงปลายๆ ของสัญญา

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายตามปริมาณการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้า ครอบคลุมค่าใช้จ่ายแปรผันที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ. เช่น ค่าเชื้อเพลิง ค่าขนส่ง และค่าใช้จ่ายแปรผันอื่นๆ ที่เกิดจากการเดินเครื่องและซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า

สูตรการคำนวณค่า EP

$$EP = f(\text{ราคาเชื้อเพลิง}, \dots)$$

ราคาซื้อไฟฟ้าในส่วน of ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) จะขึ้นอยู่กับราคาเชื้อเพลิงเป็นสำคัญ รายละเอียดของสูตรจะระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

ในการประมูลราคา (Bidding) ในแต่ละรอบ กฟผ. จะกำหนดสมมติฐานของ FX และ CPI เพื่อให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ใช้ในการแข่งขันด้านเทคนิค โดยดูจากอัตราการใช้เชื้อเพลิง อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อการผลิต และต้นทุนของการลงทุนในโครงการดังกล่าว เป็นต้น จากนั้นจะเป็นการแข่งขันด้านราคาขายไฟฟ้า หากผู้ผลิตไฟฟ้า IPP ใช้อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำกว่าที่กำหนดไว้ในสัญญา

ผู้ผลิตไฟฟ้า IPP จะได้รับประโยชน์ แต่ถ้าผู้ผลิตไฟฟ้า IPP ใช้อัตราการใช้เชื้อเพลิงสูงกว่าที่กำหนดไว้ กฟผ. จะจ่ายค่าผลิตไฟฟ้าไม่เกินตามที่ระบุไว้ในสัญญา

การประมูลสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) นั้นจะแตกต่างจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก¹⁹ (Small Power Producer: SPP) ซึ่งไม่มีการแข่งขัน ผู้ผลิต SPP สามารถเสนอขายไฟฟ้าได้เมื่อมีความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า

การจ่ายค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น ในส่วนของค่า AP กฟผ. จะจ่ายตามอัตราที่ระบุไว้ในสัญญา ขณะที่ค่า EP นั้นเป็นการจ่ายตามจริง

กฟผ. สัญญาซื้อเชื้อเพลิงจาก ปตท. ที่กำหนด Minimum Take Quantity ซึ่งเป็นข้อผูกพันในการซื้อเชื้อเพลิง เพื่อให้บริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนใช้ในการผลิตไฟฟ้า

หาก กฟผ. สั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า แต่ผู้ผลิตไฟฟ้า IPP ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขปริมาณไฟฟ้าเต็มกำลังการผลิตที่กำหนด ผู้ผลิตไฟฟ้า IPP จะต้องเสียค่าปรับ (Deduction) ตามจำนวนหน่วยที่ผลิตไม่ได้ตามที่กำหนด (หักค่า AP ต่อหน่วยการผลิต) โดย กฟผ. จะต้องเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าในส่วนดังกล่าวแทน

การกำหนดค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย 2 ส่วน คือ

(1) ค่าไฟฟ้าฐาน กำหนดตามมติ คณะรัฐมนตรี

ค่าไฟฟ้าฐานจะคำนวณจากค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง และระบบจำหน่าย ซึ่งไม่มีการปรับเปลี่ยนตั้งแต่ปี 2548

(2) ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ²⁰ หรือค่า Ft กำหนดตามมติ

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีองค์ประกอบ 2 ส่วน คือ

(2.1) ค่าซื้อไฟฟ้า²¹ ซึ่งจะผันแปรตามความต้องการใช้ไฟฟ้า

(2.2) ค่าเชื้อเพลิง ซึ่งจะผันแปรตามราคาเชื้อเพลิง และอัตราแลกเปลี่ยนที่สูงขึ้นหรือต่ำกว่า สมมติฐานที่ตั้งไว้ จึงจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยน

¹⁹ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) มีขนาดกำลังการผลิต 10-90 เมกะวัตต์ แบ่งออกตามประเภทสัญญาได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ (1) ประเภท Firm ที่มีการกำหนดระยะเวลาการขายไฟฟ้าที่แน่นอน โดยมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเหมือนกับ IPP ที่ค่าซื้อไฟฟ้ามีส่วนของค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (2) ประเภท Non-firm ที่ไม่มีการกำหนดระยะเวลาที่แน่นอน โดยเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงตามฤดูกาล และค่าซื้อไฟฟ้าไม่มีส่วนของค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ ราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ในส่วนของค่าพลังไฟฟ้าจะเรียกว่า Capital Payment (CP)

²⁰ Ft = Fuel Adjustment Charge (at the given time)

²¹ ในช่วงก่อนปี 2548 ค่า AP นั้นนับรวมอยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน ซึ่งปรับทุกๆ 2-3 ปี แต่ภายหลังจากปี 2548 ค่า AP นั้นได้เปลี่ยนมานับรวมอยู่ในค่า Ft

ในปัจจุบันค่าไฟฟ้าที่ กฟผ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า (กฟภ. กฟน. และประชาชน) นั้นไม่สามารถสะท้อนถึงต้นทุน เมื่อมีการปรับค่า Ft ซึ่งปรับทุกรอบ 4 เดือน สาธารณชนมักมีความเข้าใจผิดและมีทัศนคติด้านลบต่อการปรับค่า Ft อย่างไรก็ดี เพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้า การปรับค่า Ft จึงต้องมีกลไกของรัฐเข้ามาเกี่ยวข้องอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ส่งผลทำให้ กฟผ. ไม่สามารถปรับขึ้นค่า Ft ตามต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นได้ทั้งหมด ราคาไฟฟ้าที่ไม่สะท้อนต้นทุนดังกล่าวจึงถือเป็นภาระกับ กฟผ.

ทั้งนี้ กฟผ. ไม่สามารถผลักภาระค่าไฟฟ้าในส่วนที่ไม่สามารถผลักให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่ได้ เนื่องจากค่าไฟฟ้าเป็นไปตามที่ระบุอยู่ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)

4. ปัจจัยเสี่ยงในการดำเนินโครงการ IPP ที่มีผลกระทบต่อ กฟผ.

ปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญที่มีผลกระทบต่อการซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ สรุปได้ดังนี้

(1) ความผันผวนในอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Exchange Rate Shock)

(2) ความผันผวนของดัชนีราคาผู้บริโภค (Consumer Price Index: CPI)

(3) ความผิดพลาดของมนุษย์ (Man-made risk) ที่เป็นปัญหาทางเทคนิค

(4) ปัญหาทางการเงิน

(5) กฎหมาย ระเบียบ ข้อตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และนโยบายรัฐบาลในการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. และเอกชนไว้ที่ร้อยละ 50

ในส่วนของความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยที่อาจจะมีผลกระทบต่อภาระหนี้เงินกู้ เพื่อลงทุนในโรงไฟฟ้า ถือเป็นความเสี่ยงของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่ต้องบริหารและป้องกันความเสี่ยงดังกล่าวเอง

สำหรับปัจจัยเสี่ยงที่มีผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น ในปัจจุบัน ปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญเป็นผลจากการที่ค่า Ft ไม่สามารถปรับขึ้นตามต้นทุนได้ และ กฟผ. ไม่สามารถผลักภาระต้นทุนในราคาขายไฟฟ้าได้ทั้งหมด ซึ่งถือว่าเป็นความเสี่ยงโดยตรงต่อ กฟผ. ที่ต้องแบกรับภาระการผลิตไฟฟ้าไว้เองบางส่วน นอกจากนั้น กฟผ. ยังได้รับความเสี่ยงจากการดำเนินการตามมาตรการของรัฐบาล โดยในช่วงที่ผ่านมา การดำเนินมาตรการ “6 มาตรการ 6 เดือน ฝ่าวิกฤติเพื่อคนไทยทุกคน” ส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ. โดยตรง

ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้ กฟผ. ต้องปรับเปลี่ยนแผนการผลิต เนื่องจากไม่สามารถลดปริมาณการรับซื้อจากเอกชนได้

5. การวิเคราะห์ผลกระทบจากปัจจัยเสี่ยงในข้อ 4 ที่มีต่อฐานะการเงินของ กฟผ.

ความผันผวนในอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศและดัชนีราคาผู้บริโภคส่งผลกระทบต่อค่าซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. แต่ไม่ถือเป็นปัจจัยเสี่ยง เนื่องจากค่าซื้อไฟฟ้าจะต้องเป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ส่วนการปรับขึ้นค่า Ft ที่ไม่สามารถปรับเพิ่มขึ้นได้เต็มจำนวนตามต้นทุนที่มีราคาสูงขึ้น ไม่สามารถแยกได้ว่าส่วนที่ไม่สามารถปรับเพิ่มขึ้นได้เป็นผลของตัวแปรใดและเท่าใด

โดยส่วนใหญ่อัตราแลกเปลี่ยนจะเป็นตัวแปรที่มีน้ำหนักมากกว่าส่วนความเสี่ยงจากความผิดพลาดของมนุษย์ ความเสี่ยงทางเทคนิคจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านการผลิตพลังงาน เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่มีส่วนแบ่งตลาดการผลิตไฟฟ้าจำนวนมากกว่าครึ่งหนึ่งของทั้งหมด หากมีความผิดพลาดที่ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าไม่พร้อมในการผลิตและจ่ายไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงด้านพลังงาน กล่าวคือ การผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของประชาชน นอกจากนั้น หาก กฟผ. ร้องขอความร่วมมืออื่นๆ จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน แต่เป็นสิ่งที่อยู่นอกเหนือสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) กฟผ. อาจไม่ได้รับความร่วมมือจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนได้

ส่วนความเสี่ยงทางด้านกฎหมาย เกิดจากการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมาย (Change in Law) ซึ่งในอดีตที่ผ่านมาไม่มีตัวอย่างของการเปลี่ยนแปลงระบบอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราจากระบบตะกร้าเงินเป็นระบบลอยตัว ทำให้ต้องมีการปรับปรุงแก้ไข (Amendment) สัญญาในภายหลัง นอกจากนั้น ความเสี่ยงจากข้อตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอาจเกิดจากข้อโต้แย้ง หรือ ข้อพิพาททางกฎหมายระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ที่เกิดขึ้น ซึ่งอาจมีผลมาจากการตีความข้อความในสัญญาที่แตกต่างกัน และสามารถตีมูลค่าเป็นจำนวนเงินได้

6. ระบบการบริหารความเสี่ยงของ กฟผ. ในโครงการ IPP

การบริหารความเสี่ยงในโครงการ IPP มีดังนี้

(1) การรักษาสัมพันธภาพที่ดีระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ เพื่อให้เกิดความร่วมมือที่ดี

(2) การดูแลการดำเนินงานและการปฏิบัติตามข้อตกลง (Commitment) ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด

(3) การดำเนินการซื้อเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า (Forward) ซึ่งอาจช่วยป้องกันความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนได้

(4) การบริหารจัดการด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management: DSM) ซึ่งเป็นปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุม ที่ผ่านมา กฟผ. ดำเนินการโดยการรณรงค์ให้ประชาชนใช้ไฟฟ้าอย่างประหยัด เพื่อช่วยให้การใช้ไฟฟ้าเป็นไปอย่างสม่ำเสมอ หรือ ลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ามาก (Peak) ซึ่งจะส่งผลให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้และเกิดความยั่งยืนด้านพลังงานไฟฟ้า

ทั้งนี้ กฟผ. ต้องเตรียมกำลังการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak) แม้ว่าในแต่ละวันจะมีช่วงในระยะเวลาสั้นๆ ก็ตาม ทำให้ต้องสิ้นเปลืองทรัพยากรค่อนข้างมาก

(5) การกระจายความเสี่ยงทางด้านเชื้อเพลิง รัฐบาลมีนโยบายไม่ให้มีการผลิตไฟฟ้าโดย พลังงานธรรมชาติมากเกินไป จึงมีนโยบายให้ กฟผ. ขยายโรงไฟฟ้าถ่านหิน ซึ่งสามารถใช้เชื้อเพลิงได้อีกประมาณ 60 ปี และการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โดยให้มีการเตรียมความพร้อม และคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

(6) การทบทวนแผนความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับความจำเป็น

7. สัญญาระหว่าง กฟผ. กับ IPP และผลประกอบการของ IPP

การเปิดเผยข้อมูลภายในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) ระหว่าง กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ จะต้องได้รับการอนุญาตจากคู่สัญญาฝ่ายเอกชน ซึ่งเป็นไปตามพระราชบัญญัติข้อมูลข่าวสารฯ ในส่วนของ ข้อมูลผลประกอบการ ผู้แทน กฟผ. กล่าวว่า คณะนักวิจัยสามารถขอข้อมูลดังกล่าว ซึ่งอยู่ในรายงาน ประจำปีของผู้ผลิตไฟฟ้า IPP จากผู้ผลิตไฟฟ้า IPP ได้โดยตรง

8. รายชื่อ IPP ที่เหมาะสมแก่การศึกษาดูงาน

ผู้แทน กฟผ. แนะนำให้คณะนักวิจัยดำเนินการศึกษาดูงานกับผู้ผลิตไฟฟ้า IPP ที่ดำเนินการผลิต ไฟฟ้ามาเป็นระยะเวลานานพอสมควรแล้ว เช่น บริษัท ไตร เอนเนอจี้ จำกัด (TECO) และบริษัท ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี จำกัด (RGCO) เป็นต้น โดยผู้แทน กฟผ. รับเป็นผู้ติดต่อและประสานกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ หลังจากได้รับวัตถุประสงค์ในการขอข้อมูล ขอบเขตของข้อมูลที่ต้องการขอ และประเด็นคำถามที่ชัดเจน จากคณะนักวิจัยต่อไป

รายชื่อผู้เข้าร่วมประชุมในการศึกษาดูงาน
ครั้งที่ 1/2552 ในวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2552
ณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จ.นนทบุรี

สำนักนโยบายการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กระทรวงการคลัง

- | | |
|------------------------|---|
| 1. นางสาววิมล ชატะมินา | เศรษฐกรชำนาญการพิเศษ รักษาการในตำแหน่งผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านเครื่องมือทางการคลัง |
| 2. นายกวิตม์ ศิริสรณ์ | ผู้อำนวยการส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง |
| 3. นายณัฐพล ศรีพจนารถ | เศรษฐกรปฏิบัติการ |

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

- | | |
|----------------------------|--|
| 1. คุณพิบูลย์ บัวเข้ม | ผู้ช่วยผู้ว่าการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า |
| 2. คุณชัชวาล นนทสิทธิ์ | ผู้อำนวยการฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า |
| 3. คุณวันชัย ศิวาทิตย์กุล | ผู้ช่วยผู้อำนวยการฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า - วิชาการ |
| 4. คุณนวลศรี ม่วงศิริ | หัวหน้ากลุ่มงานวิเคราะห์การเงินและงบประมาณในประเทศ |
| 5. คุณประวีณา จงทำดีสกุล | วิศวกร ระดับ 7 |
| 6. คุณฐาวดี เมืองภูพานันท์ | วิศวกร ระดับ 6 |

ภาคผนวก 7

สรุปผลการศึกษาดูงาน

ครั้งที่ 2/2552 ในวันที่ 20 เมษายน 2552

ณ บริษัท ราชบุรีเเพาเวอร์ จำกัด

(สำนักงานใหญ่ เขตพระโขนง กทม.)

สรุปผลการศึกษาดูงาน
โครงการวิจัยเรื่อง การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชน
ในกรณีศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่
ครั้งที่ 2/2552 ในวันที่ 20 เมษายน 2552
ณ บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด
(สำนักงานใหญ่ เขตพระโขนง กทม.)
เวลา 9.30 น. -12.00 น.

ประเด็นในการหารือ

1. ข้อมูลบริษัท

บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด (Ratchaburi Power Company Limited: RPCL) เป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ประกอบธุรกิจผลิตไฟฟ้า มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาวกับ กฟผ. เป็นเวลา 25 ปี โดยมีโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Gas Turbine) จำนวน 2 ชุด (Unit) กำลังการผลิตชุดละ 700 เมกะวัตต์ (2 x 700 MW) รวมกำลังการผลิต 1,400 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ตั้งอยู่ในพื้นที่โรงไฟฟ้าราชบุรี ปัจจุบันเริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์แล้วทั้งหมด โดยชุดที่ 1 เริ่มเดินเครื่องในเดือนมีนาคม 2551 และชุดที่ 2 ในเดือนมิถุนายน 2551

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ของโรงไฟฟ้าราชบุรีเพาเวอร์จะใช้การทำงานร่วมกันของเครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) 2 ตัว และเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) 1 ตัว โดยไอเสียที่ได้จากเครื่องกังหันก๊าซจะนำมาต้มน้ำให้เดือดกลายเป็นไอน้ำ เพื่อใช้ไอน้ำไปหมุนกังหันน้ำอีกทีหนึ่ง

โครงสร้างผู้ถือหุ้นประกอบด้วย บริษัท ยูเนียนเอ็นเนอร์ยี จำกัด ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 10 บริษัท ชูบุ อิเล็กทริก เพาเวอร์ คอมปะนี อินเตอร์เนชั่นแนล ปิ.วี. ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 15 บริษัท โตโยต้า พูโซคอร์ปอเรชั่น ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 10 บริษัท ส่องกง อิเล็กทริคอินเตอร์ เนชั่นแนล เพาเวอร์ (เมารีเชียส) ลิมิเตด ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 25 บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 15 และบริษัท ราชบุรี อัลลายแอนซ์ จำกัด ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 25

2. ความเสี่ยงจากโครงการ IPP

ความเสี่ยงที่บริษัท RPCL จะต้องเป็นผู้รับเอง ได้แก่ ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน (Foreign exchange rate: FX) ความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (Interest rate) ความผิดพลาดจากการดำเนินการ และการชำรุดของเครื่องจักรและอะไหล่ (Spare part) ต่างๆ

ในกรณีที่อัตราแลกเปลี่ยน (FX) ผันผวนสูงกว่ากรอบ (Band) ที่กำหนดในสัญญา PPA กฟผ. จะต้องชดเชยให้กับบริษัท RPCL ตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Power Purchase

Agreement: PPA) แต่ในขณะเดียวกัน หาก FX ผันผวนต่ำกว่ากรอบที่กำหนด RPCL ต้องจ่ายเงินส่วนที่ได้เป็นกำไรจาก FX คืนแก่ กฟผ.

สำหรับความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย บริษัท RPCL จะต้องใช้เครื่องมือทางการเงิน เพื่อลดความเสี่ยงดังกล่าวเอง โดยการทำสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย (Interest rate swap agreement) และรับความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยนี้เอง ซึ่งยังไม่รับรู้ในงบการเงิน ณ วันที่ทำสัญญา

ความเสี่ยงที่ กฟผ. จะต้องเป็นผู้รับเอง คือ ความเสี่ยงจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ (Load Forecast) ที่ต่ำกว่าค่าพยากรณ์ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP)

3. ภาระหนี้ ภาระดอกเบี้ยจากการดำเนินโครงการ

ภาระหนี้ของ RPCL ส่วนใหญ่เป็นเงินกู้ระยะยาวจากธนาคารพาณิชย์ทั้งในและต่างประเทศ เพื่อใช้ในโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยมีวงเงินกู้รวม 7,800 ล้านบาท และ 483 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในแต่ละปีมีการขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งเป็นการรับรู้หนี้ตามมาตรฐานการบันทึกบัญชี เนื่องจากหนี้ดังกล่าวยังไม่ถึงกำหนดชำระ

ความเสี่ยงที่ส่งผลกระทบต่อภาระหนี้ของ RPCL เกิดจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ต่างประเทศ (LIBOR) และอัตราแลกเปลี่ยน โดยการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนจะส่งผลกระทบต่อภาระหนี้เงินกู้ของ RPCL ตอนปีคงวณบัญชีในแต่ละปี ซึ่งหากหนี้เงินกู้ระยะยาวดังกล่าวยังไม่ครบกำหนดชำระจริง การขาดทุนดังกล่าวจึงเป็นเพียงการขาดทุนในทางบัญชีเท่านั้น (Unrealized loss/gain)

ส่วนการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จะเป็นไปตามข้อกำหนดและเงื่อนไขในสัญญาเงินกู้ โดยในช่วงปี 2551 ที่ผ่านมา ผลกระทบจากวิกฤตการเงินในสหรัฐอเมริกาทำให้บริษัทผู้ให้กู้ในต่างประเทศขอเจรจาปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้กับ RPCL อย่างไรก็ดี หลังจากการเจรจาในข้อสัญญา ท้ายที่สุดยังไม่มีข้อสรุป แต่หากในอนาคตมีการปรับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ดังกล่าว RPCL จะต้องรับภาระดอกเบี้ยส่วนนี้เอง ไม่สามารถผลักภาระในส่วนนี้ให้กับ กฟผ. ได้

4. ข้อมูลเปรียบเทียบปริมาณการผลิตไฟฟ้าจริงกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าจริงของ IPP จะเป็นไปตามการส่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า (Dispatch) อัตโนมัติของ กฟผ. ที่เป็นไปตามการคำนวณความต้องการใช้ไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และประสิทธิภาพการผลิตของแต่ละ IPP ล่วงหน้า ดังนั้น จะไม่ได้กำหนดตามประมาณการผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP ในระยะยาว ซึ่ง กฟผ. เป็นเจ้าของข้อมูล หน้าที่ของ IPP คือ ดูแลเครื่องจักรให้พร้อมผลิตตามการส่งเดินเครื่อง โดย IPP จะไม่ทราบว่าในแต่ละเดือน กฟผ. มีแผนในการซื้อไฟฟ้าจาก IPP เป็นจำนวนเท่าใด

จากข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในอดีตของบริษัท RPCL พบว่า RPCL เสียค่าปรับให้แก่ กฟผ. บ้างเล็กน้อยตามที่ระบุในสัญญา PPA เนื่องจากเครื่องจักรที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีปัญหา จึงทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่ กฟผ. ตั้งเดินเครื่อง อย่างไรก็ตาม RPCL เริ่มการผลิตในปี 2551 จึงอาจเร็วเกินไปที่จะสรุปว่า การผลิตของ RPCL มีประสิทธิภาพ เช่น อัตราการใช้เชื้อเพลิง หรือ ความพร้อมในการผลิต ทั้งนี้ RPCL มีแผนการบำรุงรักษา (Overhaul) เครื่องจักรระยะยาว เพื่อให้มั่นใจว่า บริษัทจะมีประสิทธิภาพในการผลิตตามเป้าหมายตลอดอายุสัญญา

5. ค่าความพร้อมจ่าย (AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

บริษัท RPCL ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. โดยบริษัท RPCL จะส่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้แก่ กฟผ. และมีรายได้ค่าขายไฟฟ้าประกอบด้วยค่าความพร้อมจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Availability payment: AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy payment: EP)

ค่า AP จะขึ้นอยู่กับเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญา PPA ตลอดช่วงอายุสัญญา 25 ปี ส่วนค่า EP จะจ่ายตามค่าเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นจริง ซึ่ง RPCL ได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นระยะเวลา 25 ปี โดย ปตท. จะจำหน่ายก๊าซธรรมชาติให้กับ RPCL ในปริมาณและราคาที่ตกลงกัน ซึ่งเป็นราคาเดียวกันกับที่ ปตท. ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Master Gas Sale Agreement : MGSA) กับ กฟผ.

ทั้งนี้ RPCL มีโครงสร้างราคาขายไฟฟ้าแบบ Front-end Loading เนื่องจากช่วงระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ในช่วง 12 ปีแรก ของโครงการ ดังนั้น ราคาไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. จะสูงในช่วงปีแรกๆ ของสัญญา เพื่อให้สอดคล้องกับกระแสเงินสด (Cash flow) ของ RPCL

รายชื่อผู้เข้าร่วมประชุมในการศึกษาดูงาน
ครั้งที่ 2/2552 ในวันที่ 20 เมษายน 2552

ณ บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด
(สำนักงานใหญ่ เขตพระโขนง กทม.)

ณ เวลา 9.30 น. -12.00 น.

สำนักนโยบายการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กระทรวงการคลัง

- | | |
|------------------------|---|
| 1. นางสาววิมล ชาคะมีนา | เศรษฐกรชำนาญการพิเศษ รักษาการในตำแหน่งผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านเครื่องมือทางการคลัง |
| 2. นายกวิทย์ ศิริสรรพ | ผู้อำนวยการส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง |
| 3. นายณัฐพล ศรีพจนารถ | เศรษฐกรปฏิบัติการ |

บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด

- | | |
|---------------------------------|--------------------------------|
| 1. คุณบุญชู ดิเรกสถาพร | ประธานกรรมการบริหาร |
| 2. คุณสุชาติ อาวุโสสกุล | รองกรรมการผู้จัดการด้านการเงิน |
| 3. คุณไค เล็ง | รองกรรมการผู้จัดการด้านเทคนิค |
| 4. คุณพิพัฒน์ รัตนยานนท์ | ผู้จัดการส่วนการเงินและบัญชี |
| 5. คุณจิตรีรัตน์ เอื้อสุทรพานิช | ผู้จัดการส่วนการเงิน |

ภาคผนวก 8

สรุปผลการศึกษาดูงาน

ครั้งที่ 3/2552 ในวันที่ 20 เมษายน 2552

ณ บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด

(สำนักงานใหญ่ เขตปทุมวัน กทม.)

สรุปผลการศึกษาดูงาน
โครงการวิจัยเรื่อง การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชน
ในกรณีศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่
ครั้งที่ 3/2552 ในวันที่ 20 เมษายน 2552
ณ บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด
(สำนักงานใหญ่ เขตปทุมวัน กทม.)
ณ เวลา 13.00 น. -15.30 น.

ประเด็นในการหารือ

1. ข้อมูลทั่วไป

บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด (Gulf Power Generation Co., Ltd.: GPG) เป็นบริษัทในเครือ EGGO และเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีกำลังการผลิตรวม 1,468 เมกะวัตต์ (จำนวน 2 ยูนิต ยูนิตละ 734 เมกะวัตต์) การผลิตไฟฟ้าใช้เทคโนโลยีของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า หน่วยผลิตที่ 1 เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์วันที่ 5 พฤษภาคม 2550 หน่วยการผลิตที่ 2 เริ่มเดินเครื่องเชิงพาณิชย์วันที่ 1 มีนาคม 2551

2. ความเสี่ยงจากโครงการ IPP

ความเสี่ยงจากโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent power producer: IPP) ที่สำคัญสรุปได้ดังนี้

2.1) ข้อมูลที่เปลี่ยนแปลงไปจากสมมุติฐานในช่วงก่อนเริ่มก่อสร้าง เนื่องจากบริษัทเอกชนไม่สามารถเริ่มก่อสร้างได้ทันทีที่ชนะการประมูล และเมื่อเลื่อนระยะเวลาก่อสร้างออกไป ตัวแปรที่สำคัญต่างๆ เช่น อัตราเงินเฟ้อ อัตราดอกเบี้ย ระยะเวลาการกู้ยืม สัดส่วนเงินกู้ต่อเงินทุน กฎหมาย และนโยบายของรัฐบาล เป็นต้น อาจเปลี่ยนแปลงไปจากสมมุติฐานที่กำหนดไว้ใน การประมูล ทำให้เมื่อก่อสร้างเสร็จจริงจึงเกิดปัญหาด้านทุนดำเนินงานสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ และอาจต้องผลักภาระดังกล่าวไปยังประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า (End users) ในกรณีที่เป็นปัญหาจากเหตุผลวิสัยของรัฐบาล โดยอาจสรุปปัญหาช่วงก่อนก่อสร้างได้ดังนี้

- ปัญหาในการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้าไปยังพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสอดคล้องกัน ปัญหาการหาแหล่งน้ำสำหรับระบบน้ำหล่อเย็นที่ใช้ในการระบายความร้อน และปัญหาสถานที่ตั้งโรงงานอยู่ใกล้เขตชุมชน

- ปัญหามวลชนและการยอมรับจากประชาชน โดยเฉพาะเมื่อประชาชนในพื้นที่มีทัศนคติด้านลบต่อบริษัทเอกชนในฐานะผู้ก่อมลพิษ ส่งผลให้ไม่สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้ตามกำหนด บริษัทเอกชนอาจต้องจัดงานชุมชนสัมพันธ์ (Community Relations :CR) ขึ้นเพื่อเป็นช่องทางในการสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับประชาชนที่อยู่ในพื้นที่ อย่างไรก็ตาม การทำ CR มีต้นทุนสูงและเอกชนมีเครื่องมือที่สามารถแก้ไขปัญหามวลชนที่เกิดขึ้นเป็นระยะเวลายาวนานได้ค่อนข้างจำกัด ส่งผลทำให้บริษัท IPP อาจต้องเสียค่าปรับเมื่อไม่สามารถก่อสร้างได้เสร็จทันตามกำหนดการในสัญญา PPA และมีภาระหนี้และดอกเบี้ยที่ต้องชำระอยู่ด้วย

- หากการก่อสร้างเลื่อนออกไปเป็นเวลายาวนานอาจส่งผลให้การเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐบาล หรือ อาจส่งผลทำให้มีการเปลี่ยนแปลงประเภทเชื้อเพลิงที่กำหนดให้บริษัท IPP ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หรือ สถานที่ตั้งโรงงาน เช่น กรณีย้ายพื้นที่ตั้งโรงงานจากบ้านกรูดมาเป็นสระบุรี และเปลี่ยนประเภทเชื้อเพลิงจากถ่านหินเป็นก๊าซธรรมชาติของบริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด ซึ่งถือเป็นเหตุสุดวิสัยจากนโยบายรัฐบาล ทำให้ต้นทุนที่เกิดขึ้นส่งผ่านมายังประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า (End users)

- หากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประชาชนต่ำกว่าคาด รัฐบาลและ กฟผ. มีคำขอให้ลดปริมาณการผลิตลง บริษัทเอกชนอาจต้องเจรจากับสถาบันการเงินผู้ให้กู้ และต้องเร่งแก้ไขข้อสัญญาที่เกี่ยวข้องอย่างรวดเร็ว ก่อนครบกำหนดจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD)

ทั้งนี้ หลังจากช่วงของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าผ่านไป และบริษัทเอกชนเริ่มดำเนินการผลิตไฟฟ้า ความเสี่ยงข้างต้นจะลดลง ส่วนความเสี่ยงจากความผันผวนของค่าเชื้อเพลิงจะส่งผ่านไปยังราคาขายไฟฟ้าให้แก่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า (End user) ได้ ซึ่งแตกต่างจากบางประเทศที่มีโครงสร้างราคาที่ไม่สามารถส่งผ่านราคาเชื้อเพลิงมายังราคาขายไฟฟ้าได้ เช่น ประเทศอินโดนีเซีย

2.2) ความเสี่ยงในการดูแลประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า และการดูแลรักษาเครื่องมือ เครื่องจักร เพื่อให้มีความพร้อมจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ตรงตามที่ กฟผ. สั่งเดินเครื่อง และตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (Power Purchase Agreement: PPA)

2.3) การเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐบาล เนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีอายุสัญญาที่ยาวนาน จึงอาจมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายของรัฐบาลหลายครั้งก่อนสิ้นสุดสัญญา

2.4) ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ บริษัท IPP จะต้องรับความเสี่ยงเอง โดยการทำสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย (Interest rate swap agreement) ทั้งนี้ ความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จะไม่ส่งผ่านมายังราคาไฟฟ้าที่ขายให้กับประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า

2.5) ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน บริษัท IPP แต่ละรายจะมีขนาดของความเสี่ยงแตกต่างกันออกไป โดยขนาดของความเสี่ยง (Risk magnitude) ดังกล่าวขึ้นอยู่กับสัดส่วนเงินกู้ในรูปเงินตราสกุลต่างประเทศต่อเงินสกุลในประเทศตามที่กำหนดในสัญญา PPA ทั้งนี้ ขนาดของความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนนั้นจะสูงกว่าอัตราดอกเบี้ย

3. การระดมทุนของบริษัทเอกชน

บริษัท IPP จะใช้เงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงินในประเทศและต่างประเทศ โดยมีระยะเวลาชำระคืนเงินกู้ 12-15 ปี เพื่อลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้า โดยสถาบันการเงินจะพิจารณาอนุมัติเงินกู้โดยวิเคราะห์โครงสร้างรายได้ของบริษัท IPP จากสัญญา PPA โครงสร้างราคาไฟฟ้าที่ขายให้กับ กฟผ. ความสามารถทางการเงินในการชำระค่าไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งขึ้นอยู่กับโครงสร้างราคาไฟฟ้า Ft ที่ขายให้กับประชาชนด้วย

4. สัญญาซื้อขายเชื้อเพลิง

บริษัท IPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจะต้องทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. ที่ชื่อว่า “Gas Sale Agreement (GSA)” โดยไม่มีข้อผูกพันปริมาณรับซื้อ ขณะที่บริษัท IPP ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงจะต้องทำสัญญาซื้อถ่านหินระยะยาวกับบริษัทผู้ขายถ่านหินเอง

5. ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (EP)

อัตราค่าไฟฟ้า (Energy Tariff) แบ่งออกเป็น 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ

5.1) ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) คิดเป็นประมาณร้อยละ 30 ของโครงสร้างค่าไฟฟ้าทั้งหมด แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ AP1 (มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 95 ของค่า AP ทั้งหมด) และ AP2 (มีสัดส่วนประมาณร้อยละ 5 ของค่า AP ทั้งหมด)

5.1.1) AP1 ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายคงที่ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้า (Capital expenditure) เช่น ค่าซื้อที่ดิน ค่าก่อสร้าง ค่าจัดซื้อเครื่องจักร การชำระหนี้เงินกู้ การจ่ายภาษีมูลค่าเพิ่มของผู้ถือหุ้น ค่าประกันภัย และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น (IRR on Equity) และค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ โดย AP1 มีโครงสร้างการนำเข้าจากต่างประเทศสูง บริษัทจึงระดมเงินทุนเป็นเงินต่างประเทศและเงินบาทในสัดส่วน 90:10 ตามลำดับ ซึ่งทำให้ การเปลี่ยนแปลง FX ส่งผลต่อ ค่า AP ก่อนข้างมาก

5.1.2) AP2 ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและการบำรุงรักษา (Fixed O&M) ค่าอะไหล่และอุปกรณ์ โดยมีการระดมทุนเป็นเงินต่างประเทศและเงินบาทในสัดส่วนร้อยละ 65:35 ตามลำดับ

5.2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) คิดเป็นประมาณร้อยละ 70 ของโครงสร้างค่าไฟฟ้า โดยแบ่งออกเป็น

5.2.1) ค่าใช้จ่ายผันแปรในการเดินเครื่องและการบำรุงรักษา (Variable O&M) ซึ่งมีความสัมพันธ์กับอัตราเงินเฟ้อ

5.2.2) ค่าเชื้อเพลิง (Fuel cost) ซึ่งมีความสัมพันธ์กับอัตราการใช้ความร้อน (Heat rate) และราคาเชื้อเพลิง

6. ความคิดเห็นเพิ่มเติมจากภาคเอกชนต่อโครงการ IPP

โครงสร้างของการดำเนินโครงการ IPP ของประเทศไทยในปัจจุบัน ทั้งในเรื่องการกำหนดราคา การเปิดให้เอกชนเข้าร่วม ฯลฯ มีความเหมาะสมในระดับหนึ่ง ซึ่งทำให้ต้นทุนการผลิตและราคาไฟฟ้าที่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า (End users) ต้องเสียอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ อย่างไรก็ตาม ปัญหาที่ยังคงมีอยู่คือ การบิดเบือนโครงสร้างราคาที่ยังไม่สามารถส่งผ่านต้นทุนการผลิตที่ควรต้องให้ End users เป็นผู้รับผิดชอบทั้งหมดได้ ซึ่งหากแก้ปัญหาดังกล่าวได้จะมีเอกชนเข้าร่วมในโครงการ IPP มากขึ้น เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรม และได้การผลิตที่มีต้นทุนต่ำที่สุด

รายชื่อผู้เข้าร่วมประชุมในการศึกษาดูงาน
ครั้งที่ 3/2552 ในวันที่ 20 เมษายน 2552
ณ บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด
(สำนักงานใหญ่ เขตปทุมวัน กทม.)
ณ เวลา 13.00 น. -15.30 น.

สำนักนโยบายการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กระทรวงการคลัง

- | | |
|------------------------|---|
| 1. นางสาววิมล ชาคะมีนา | เศรษฐกรชำนาญการพิเศษ รักษาการในตำแหน่งผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านเครื่องมือทางการคลัง |
| 2. นายกวิทย์ ศิริสรรพ | ผู้อำนวยการส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง |
| 3. นายณัฐพล ศรีพจนารถ | เศรษฐกรปฏิบัติการ |

บริษัท กัลฟ์ เพาเวอร์ เจเนอเรชั่น จำกัด

- | | |
|-------------------------------|-----------------------------|
| 1. คุณรัฐพล ชื่นสมจิตต์ | ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ |
| 2. คุณธนน ตันติสุนทร | ผู้อำนวยการพัฒนาธุรกิจ |
| 3. คุณอำนวยการพร ประกอบนพเก้า | ผู้ช่วยผู้จัดการฝ่ายการเงิน |

ภาคผนวก 9

สรุปผลการศึกษาดูงาน

ครั้งที่ 4/2552 ในวันที่ 28 เมษายน 2552

ณ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด

(นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จ.ระยอง)

สรุปผลการศึกษาดูงาน
โครงการวิจัยเรื่อง การศึกษาภาระทางการคลังจากโครงการร่วมทุนระหว่างภาครัฐกับเอกชน
ในกรณีศึกษา โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่
ครั้งที่ 4/2552 ในวันที่ 28 เมษายน 2552
ณ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด
(นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จ.ระยอง)
เวลา 11.00 น. -15.30 น.

ประเด็นในการหารือ

1. ข้อมูลทั่วไป

บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด เป็นบริษัทร่วมทุนของไทย (50:50) ระหว่างบริษัทในเครือของบริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) หรือ BANPU และบริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) หรือ EGGO และเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (IPP) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีกำลังการผลิตรวม 1,434 เมกะวัตต์ โดยใช้ถ่านหินคุณภาพดีประเภทบิทูมินัสเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่สามารถควบคุมผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมได้เป็นอย่างดี

2. การจัดหาเงินทุน

บริษัท IPP จะจัดหาแหล่งเงินทุนของโครงการ (Project Finance) โดยการทำให้ Project cash flow guarantee (ใช้ Cash flow เป็นหลักประกันเพื่อ secure เงินกู้ โดยไม่ต้องได้เบี่ยงถึงผู้ถือหุ้น) เสนอต่อสถาบันการเงินขนาดใหญ่ ซึ่งจะต้องกำหนดสัดส่วนเงินบาทในตลาดในประเทศ (Onshore) และเงินบาทในตลาดต่างประเทศ (Offshore) รวมทั้งสัดส่วนการจัดหาเงินทุนที่เป็นเงินตราต่างประเทศต่อเงินในประเทศตามที่กำหนดในสูตรการคำนวณค่า AP1 และ AP2 กล่าวคือ ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนจะสะท้อนให้เห็นอยู่ในค่า AP ซึ่งบริษัท IPP จะต้องจัดทำแผนการบริหารความเสี่ยง (Hedging scheme) ดังกล่าว

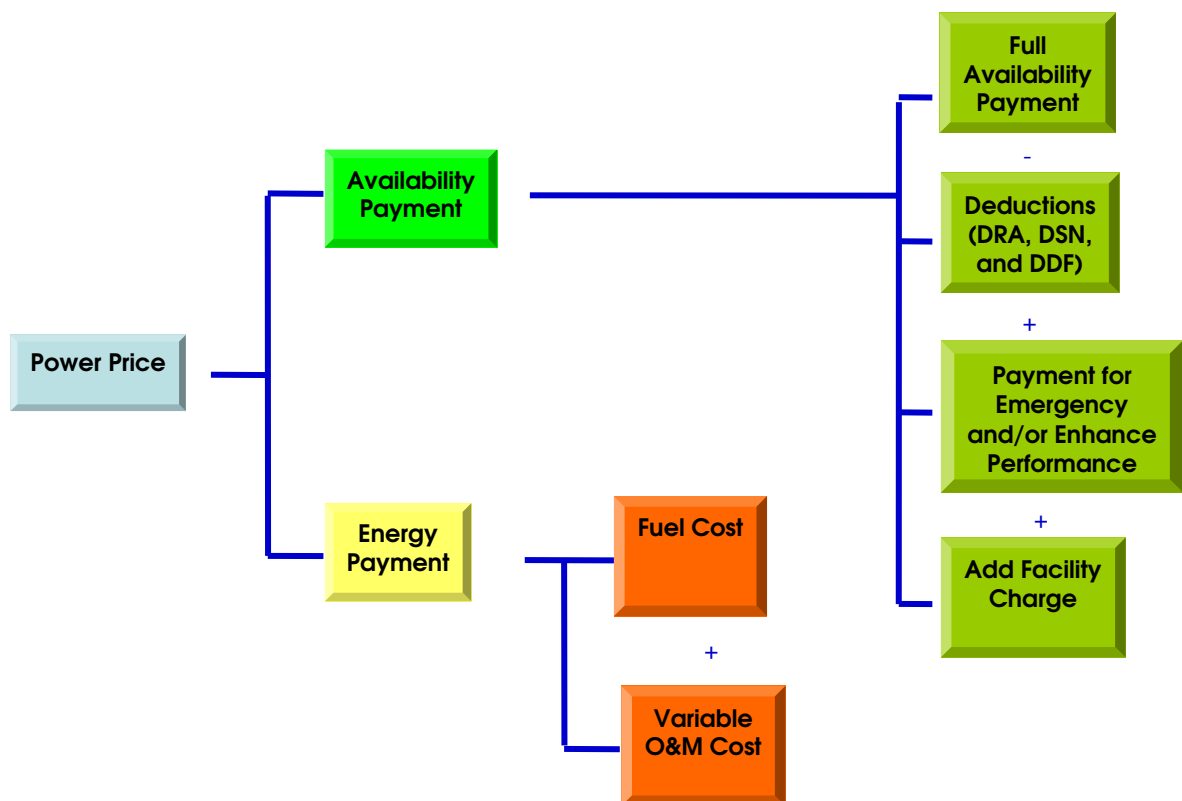
ในการบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนเอง บริษัท IPP อาจเสนอขอปรับเปลี่ยนสัดส่วนการใช้เงินทุนสกุลต่างประเทศต่อสกุลในประเทศ หรือรายละเอียดอื่นๆ ในสูตรการคำนวณ เพื่อให้บริษัท IPP มีฐานะทางการเงิน (Profit and Loss: P&L) ที่มั่นคงและสม่ำเสมอ เนื่องจากในภาวะที่ค่าเงินบาทแข็งค่า (Appreciation) ในระดับสูง บริษัทจะขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวนมาก และในภาวะที่ค่าเงินบาทอ่อนค่า (Depreciation) ในระดับสูง บริษัทจะมีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวนมาก

3. ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability payment: AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)

3.1 ส่วนประกอบหลักของค่า AP และค่า EP

สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระยะยาว (PPA) ได้กำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ต้องจ่ายค่าไฟฟ้า (Power Price) ให้แก่บริษัท IPP โดยมีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วนคือ ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability payment: AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ซึ่งมีโครงสร้างตามแผนภาพที่ 1

แผนภาพที่ 1 โครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าที่บริษัท IPP ขายให้กับ กฟผ.



ทั้งนี้ รายละเอียดของส่วนประกอบของค่า AP และค่า EP ดังปรากฏในแผนภาพที่ 1 ข้างต้นสามารถสรุปได้ดังนี้

ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้า (Availability Payment: AP) เป็นเงินที่ กฟผ.จะต้องจ่ายให้กับบริษัทในการลงทุนก่อสร้างและรักษาโรงไฟฟ้าให้อยู่ในสภาพที่มีความพร้อมจะจ่ายไฟฟ้าได้ตามที่กำหนด ไม่ว่า กฟผ.จะสั่งให้โรงไฟฟ้าเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าหรือไม่ก็ตาม โดยค่า AP นั้นมีองค์ประกอบที่สำคัญแบ่งได้เป็น 4 ส่วนดังนี้

- 1) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าเต็ม (Full Availability Payment: FAP)

2) ค่าปรับ (Deductions)

3) เงินเพิ่มฉุกเฉิน หรือ เงินเพิ่มตามความสามารถในการจ่ายไฟฟ้า (Payment for Emergency and/or Enhance Performance)

4) เงินเพิ่มค่าระบบไฟฟ้า หรือ ค่าธรรมเนียมโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม (Add Facility Charge: AFC)

ในส่วนของค่าปรับนั้นมีผลเป็นลบกับค่า AP โดย กฟผ. จะคิดค่าปรับก็ต่อเมื่อบริษัทผลิตไฟฟ้าไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามที่ กฟผ. แจ้งเดินเครื่อง

ทั้งนี้ รายละเอียดขององค์ประกอบทั้ง 4 สามารถสรุปได้ดังนี้

1) ค่าความพร้อมจ่ายพลังไฟฟ้าเต็ม (Full Availability Payment: FAP) กำหนดจากประมาณการต้นทุนคงที่ (Fixed cost) ที่บริษัท IPP ใช้ในการจัดการหาเงินทุนและเงินกู้ และเพื่อปฏิบัติการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าทุกโรงให้ได้กำลังผลิตตามสัญญา ซึ่งส่วนประกอบบางส่วนของค่าใช้จ่ายคงที่ดังกล่าวจะมีการปรับตามดัชนีที่ระบุไว้เพื่อครอบคลุมค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากเงินเฟ้อ (CPI) การผันผวนของค่าเงินบาทไทยต่อเงินดอลลาร์สหรัฐ (FX) การผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้แบบมีระยะเวลาลูกค้าขั้นต่ำ (Minimum Lending Rate: MLR) และอัตราดอกเบี้ยโลบอร์ (London Interbank Offered Rate : LIBOR)

2) ค่าปรับ (Deductions)

เพื่อความมั่นคงของการผลิตไฟฟ้าในภาพรวม เมื่อ กฟผ. มีการแจ้งเดินเครื่อง แต่บริษัท IPP ไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามขนาดการผลิตที่แจ้งไว้ในสัญญา ผู้ประกอบการต้องยินยอมเสียค่าปรับให้ กฟผ. ทั้งนี้ ค่าปรับที่สำคัญสรุปได้ดังนี้

2.1) ค่าปรับจากความพร้อมจ่ายที่ลดลง (Deduction for Reduce Availability: DRA)

2.2) ค่าปรับจากการลดกำลังการผลิต ในระยะเวลาอันสั้นโดยไม่มีการบอกล่วงหน้า

(Deduction for Short Notice of Reduce Capacity: DSN)

2.3) ค่าปรับเนื่องจากความล้มเหลวในการจ่ายกระแสไฟฟ้า (Deduction for Dispatch Failure: DDF)

3) เงินเพิ่มฉุกเฉิน หรือ เงินเพิ่มตามความสามารถในการจ่ายไฟฟ้า (Payment for Emergency and/or Enhance Performance) กำหนดจากความสามารถในการผลิตและนำส่งไฟฟ้าที่เกินจากขนาดการผลิตที่แจ้งไว้ในสัญญา โดย กฟผ. อาจมีคำสั่งเพิ่มการผลิตฉุกเฉินกับบริษัท IPP เมื่อมีโรงไฟฟ้าที่ต้องหยุดการผลิตอย่างกะทันหัน หรือ ในกรณีช่วงที่มีความต้องการใช้สูงสุด (Peak) ในเดือนเมษายนของบางปี

4) เงินเพิ่มค่าระบบไฟฟ้า หรือ ค่าธรรมเนียมโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม (Add Facility Charge: AFC) เป็นการชดเชยการลงทุนในส่วนที่บริษัท IPP ได้ลงทุนไปก่อนให้กับ กฟผ. เพื่อก่อสร้างอุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าและต้นทุนอื่นๆในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของบริษัท IPP เข้ากับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. เช่น ค่าอุปกรณ์เพิ่มเติม ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและพัฒนาระบบสายส่งไฟฟ้า เป็นต้น ในกรณีที่บริษัท IPP มีสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าอยู่ไกลจากสถานีรับซื้อจะต้องลงทุนในระบบสายส่งไฟฟ้านี้ด้วย

สำหรับค่า EP มีรายละเอียดดังนี้

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) เป็นค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า คิดตามหน่วยพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้และนำส่งให้กับ กฟผ. ค่าพลังงานไฟฟ้ามีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วนดังนี้

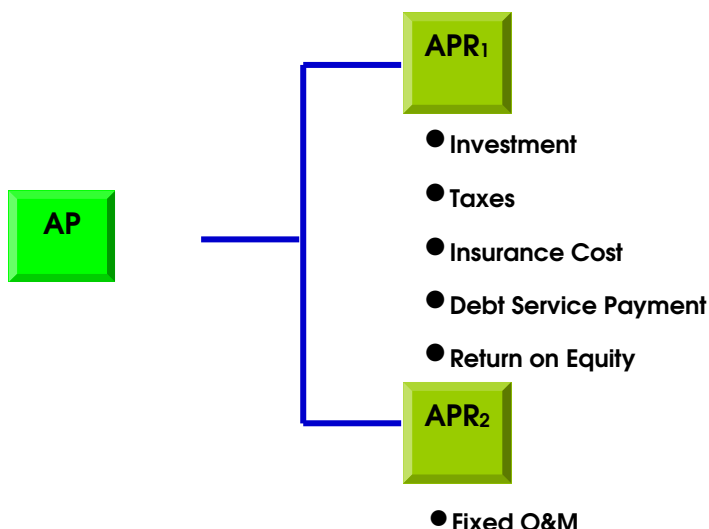
1) **ค่าเชื้อเพลิง (Fuel cost)** เป็นค่าใช้จ่ายที่กำหนดตามอัตราค่าเชื้อเพลิง จำนวนพลังงานไฟฟ้าเป็นจำนวนชั่วโมง MWh ที่มีการผลิตจริง และประสิทธิภาพในการผลิตซึ่งวัดโดยใช้อัตราความร้อน (Heat Rate)

2) **ค่าใช้จ่ายผันแปรในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Variable Operating and Maintenance cost: VOM)** เป็นค่าใช้จ่ายผันแปรในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา เช่น ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า ค่าเช่าที่ดิน (ตามที่ระบุในสัญญาเช่าที่ดิน) ภาษีที่ดิน ภาษีโรงเรือน ค่าประกันภัย เงินเดือนพนักงานและผู้บริหาร เป็นต้น

3.2 โครงสร้างค่า AP ที่บริษัท BLCP ได้รับ

ค่า AP เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายให้ BLCP สำหรับความพร้อมจากการที่โรงไฟฟ้า BLCP มีความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตามปริมาณ (Quantity) ที่กำหนดตามคำสั่งเดินเครื่องของ กฟผ. เช่น กำลังการผลิตพึงได้ (Dependable Contract Capacity: DCC) และความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตามคุณสมบัติ (Quality) ทางพลังงานไฟฟ้าที่กำหนดตามคำสั่งเดินเครื่องของ กฟผ. เช่น คุณสมบัติการทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่กำหนดไว้ท้ายสัญญา (Contracted Operating Characteristics: COC) โดยไม่ว่า กฟผ. จะสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหรือไม่

แผนภาพที่ 2 โครงสร้างค่า AP ที่บริษัท BLCP ได้รับ



ค่า AP สามารถแบ่งออกตามลักษณะของต้นทุนการผลิตได้เป็น 2 ส่วน คือ ค่า AP1 ซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการลงทุน การกระจายภาษีของผู้ถือหุ้น ค่าประกันภัย ภาระหนี้เงินกู้ และผลตอบแทนของผู้ถือหุ้น และ ค่า AP2 ซึ่งครอบคลุมค่าใช้จ่ายคงที่ในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Fixed O&M) ตามแผนภาพที่ 2

3.3 โครงสร้างค่า EP ที่บริษัท BLCP ได้รับ

ค่า EP เป็นค่าตอบแทนที่ กฟผ. จ่ายให้ BLCP ตามคำสั่งเดินเครื่องของ กฟผ. โดย กฟผ. รับผิดชอบส่วนของราคาเชื้อเพลิง (Fuel price) เช่น อัตรา Fuel Rate (Frate) ขณะที่ BLCP รับผิดชอบในส่วนของการปฏิบัติงานของโรงไฟฟ้า (Plant performance) และประสิทธิภาพในการผลิต ซึ่งวัดโดยใช้ อัตราการใช้ความร้อนของโรงไฟฟ้า (Plant Heat Rate) เช่น อัตรา Fuel Allowance (Fallowance)

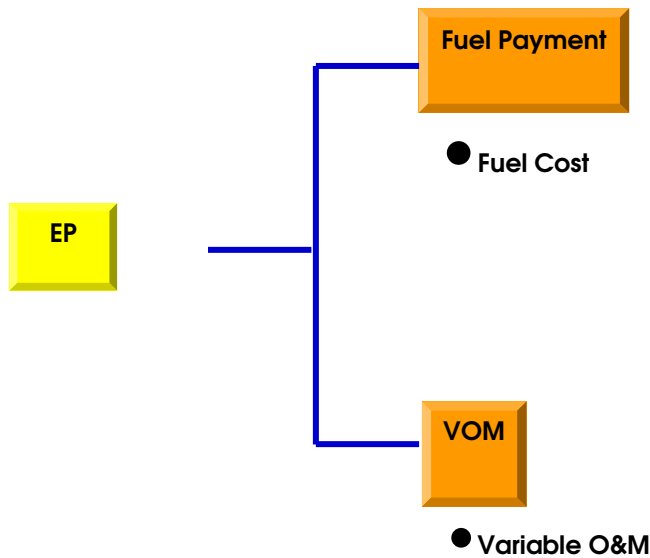
ค่า EP สามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

1) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (Fuel payment) เป็นการจ่ายค่าถ่านหินที่ BLCP ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. จะจ่ายโดยกำหนดให้คำนวณจากไฟฟ้าที่จ่ายจริง (Dispatch Level) เป็นจำนวนชั่วโมง โดยอัตราค่าถ่านหิน จะเป็นอัตรา CIF ซึ่งคิดรวมค่าขนส่ง (Freight Charges) และค่าประกันภัย (Insurance) ปรับเปลี่ยนตามอัตราเงินเฟ้อของสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. (CPI^{US}) และอัตราแลกเปลี่ยนบาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ($FX^{THB:USD}$)

ทั้งนี้ ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้จะถูกส่งผ่าน (Pass-through) ไปให้ กฟผ. ความผันผวนที่เกิดจากราคาถ่านหินจึงจะไม่กระทบผลประโยชน์ของ BLCP อย่างมีนัยสำคัญแต่อย่างใด

2) ค่าใช้จ่ายผันแปรในเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Variable Operation & Maintenance Payment: VOM) ซึ่งถูกกำหนดให้ปรับเปลี่ยนตามอัตราเงินเฟ้อของสกุลเงินบาท (CPI^{THB}) ในแต่ละปี เพื่อสะท้อนถึงค่าใช้จ่ายสกุลเงินบาทที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากปีฐาน

แผนภาพที่ 3 โครงสร้างค่า EP ที่บริษัท BLCF ได้รับ



4. ความเสี่ยงจากโครงการ IPP

ความเสี่ยงจากโครงการ IPP ที่บริษัท IPP จะต้องรับสรุปได้ดังนี้

- ความเสี่ยงด้านการผลิตเชิงพาณิชย์ ซึ่งมีผลกระทบต่อความสามารถในการสร้างรายได้และกำไรของโครงการ ได้แก่ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า ต้นทุนในการดำเนินการ ปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุม ปัญหาสิ่งแวดล้อม ความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน และความผันผวนของอัตราดอกเบี้ย

นอกจากนี้ ในกรณีของ BLCF ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีราคาถูก จึงเป็น Best Load ที่ กฟผ. จะใช้ในการสั่งผลิตไฟฟ้า ดังนั้น BLCF จะมีความเสี่ยงจากการสั่งลดปริมาณการผลิตและความเสี่ยงทางเทคนิคได้ ในกรณีที่มีปัญหาด้านคุณภาพถ่านหิน และการจัดหาถ่านหินมาใช้ในการผลิต

- ความเสี่ยงจากเหตุสุดวิสัยอันเกิดจากหน่วยงานของรัฐ (Governmental Force Majeure) ซึ่งเกิดจากการกระทำโดยหน่วยงานของรัฐที่เกิดขึ้นภายหลังจากวันลงนามสัญญา รวมทั้งการเปลี่ยนแปลงวิธีการในการใช้บังคับ หรือการตีความ อันมีผลทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมายหรือการตีความทางกฎหมาย ซึ่งถือเป็นเหตุสุดวิสัยตามที่กำหนดในสัญญา PPA

- ความเสี่ยงทางการเมือง (Political risk) ซึ่งเกิดจากเหตุการณ์ความไม่สงบ การใช้ความรุนแรง การก่อการจลาจล การประท้วง ซึ่งอาจทำให้โรงไฟฟ้าต้องหยุดเดินเครื่องชั่วคราว หรือ ส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นของผู้ลงทุนและผู้ให้กู้

- ความเสี่ยงจากรัฐบาล (Governmental risk) ซึ่งเกิดการกำหนดกรอบนโยบายของรัฐบาลที่ไม่ชัดเจน คลุมเครือ มีความขัดแย้งระหว่างการกำหนดนโยบายกับการปฏิบัติงานจริงในพื้นที่ เช่น การกำหนดท่าทีของรัฐบาลต่อองค์กรพัฒนาเอกชน (NGOs) เพื่อหาข้อสรุปและลดความขัดแย้งต่างๆ

- ความเสี่ยงจากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Environmental risk) ซึ่งเกิดจากการเปลี่ยนแปลงกฎระเบียบทางด้านสิ่งแวดล้อม กฎระเบียบทางด้านสิ่งแวดล้อมที่มีความคลุมเครือ ไม่ชัดเจน ไม่ครอบคลุมอยู่ในสัญญา PPA เช่น การประกาศเขตควบคุมมลพิษที่ขาดการให้ความรู้กับประชาชนในพื้นที่อย่างเหมาะสม และข้อกำหนดและเกณฑ์ในการควบคุมมลพิษที่ไม่ชัดเจน และอาจไม่เป็นไปตามมาตรฐานสากล
- ความเสี่ยงในงานก่อสร้าง (Construction risk) ซึ่งเกิดในช่วงก่อนเริ่มดำเนินการ (Pre-Operating Risk) และเกิดจากการก่อสร้างโครงการล่าช้าไม่เสร็จทันภายในกำหนดเวลา หรือ เกินกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operations Date: COD)

5. ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจริงของบริษัท BLCP

ตารางแสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจริงของบริษัท BLCP ระหว่างปี 2549-2551

หน่วย: MWh

Actual MWh sent out	2549	2550	2551
BLCP Unit 1	1,137,506	5,158,870	5,053,020
BLCP Unit 2	-	4,563,927	5,121,575
Total	1,137,506	9,722,797	10,174,595

หมายเหตุ: Unit 1 เริ่มเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ วันที่ 1 ตุลาคม 2549

Unit 2 เริ่มเดินเครื่องจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2550

6. ภาระหนี้สิน ภาระดอกเบี้ยจากการดำเนินโครงการ IPP

บริษัท BLCP บริหารความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยที่มีผลกระทบต่อภาระหนี้สินเงินสกุลต่างประเทศด้วยการทำสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ย (Interest rate swap agreement) และบริหารความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนที่มีผลกระทบต่อภาระหนี้สินเงินสกุลต่างประเทศด้วยการรักษาสัดส่วนหนี้ในรูปเงินสกุลต่างประเทศต่อเงินในประเทศให้อยู่ประมาณร้อยละ 50:50 รองรับโครงสร้าง AP ที่มีสัดส่วนเงินสกุลต่างประเทศต่อเงินบาทร้อยละ 75:25 นอกจากนี้ บริษัท BLCP ได้จัดทำ การทดสอบความไวระยะยาว (LR Sensitivity) ตามหลักการบริหารความเสี่ยง เพื่อรักษาความสม่ำเสมอ และมั่นคงในผลการดำเนินงาน (Profit and Loss: P&L)

7. ปัญหาของการผลิตไฟฟ้าของ BLCP ตามการสั่งเดินเครื่องของ กฟผ.

เนื่องจากสภาพพื้นที่โรงงานที่ติดกับทะเลและต้องใช้น้ำทะเลในระบบน้ำหล่อเย็น ในช่วงแรกที่ BLCP เริ่มดำเนินการผลิตไฟฟ้าเกิดอุบัติเหตุจากการที่มีแมงกะพรุนจำนวนมากเข้าไปติดในระบบน้ำหล่อ

เย็น ทำให้โรงงานต้องหยุดเดินเครื่องชั่วคราวจนกระทั่งแก้ไขปัญหาดังกล่าวแล้วเสร็จ แต่หลังจากนั้น BLCPP ได้ติดตั้งตาข่ายป้องกันแมงกะพรุน ทำให้การดำเนินการผลิตไฟฟ้าของ BLCPP จะเป็นไปตามความ พร้อมจ่ายที่เสนอให้กับ กฟผ. มาโดยตลอด

รายชื่อผู้เข้าร่วมประชุมในการศึกษาดูงาน

ครั้งที่ 4/2552 ในวันที่ 28 เมษายน 2552

ณ บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด

(โรงไฟฟ้า จ. ระยอง)

ณ เวลา 11.00 น. -15.30 น.

สำนักนโยบายการคลัง สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง กระทรวงการคลัง

- | | |
|--------------------------|---|
| 1. นางสาววิมล ชาคะมินา | เศรษฐกรชำนาญการพิเศษ รักษาการในตำแหน่งผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านเครื่องมือทางการคลัง |
| 2. นายกวิทย์ ศิริสรรพ | ผู้อำนวยการส่วนบริหารความเสี่ยงด้านการคลัง |
| 3. นายวิธีร์ พานิชย์วงศ์ | เศรษฐกรชำนาญการ |
| 4. นายณัฐพล ศรีพจนารถ | เศรษฐกรปฏิบัติการ |

บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด

- | | |
|------------------------|-------------------------------|
| 1. คุณยุทธนา เจริญวงศ์ | Senior Manager Business |
| 2. คุณณัฐพล โพธิ์รัตน์ | Strategic Planning Specialist |
| 3. คุณอนุชา จันจรัส | Contract Manager |
| 4. คุณอิสรา นิโรภาส | Strategic Planning Manager |
| 5. คุณนงพะงา จางวางกร | Strategic Planning Officer |

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

- | | |
|-------------------------|--|
| 1. คุณนวลศรี ม่วงศิริ | หัวหน้ากลุ่มงานวิเคราะห์การเงินและงบประมาณในประเทศ |
| 2. คุณชัยฤกษ์ ธรรมรักษ์ | วิศวกร ระดับ 7ท |

ภาคผนวก 10
สูตรการคำนวณค่า F_t

สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

ความเป็นมา

คณะรัฐมนตรี ในการประชุมเมื่อวันที่ 30 สิงหาคม 2548 ได้มีมติอนุมัติตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในการประชุมครั้งที่ 3/2548 (ครั้งที่ 101) เมื่อวันที่ 25 สิงหาคม 2548 เรื่องหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างอัตราไฟฟ้า โดยกำหนดหลักเกณฑ์ของสูตรการปรับ อัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ใหม่ ดังนี้

1. การกำหนดโครงสร้างค่าไฟฟ้าใหม่ อยู่บนพื้นฐานที่ค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยเมื่อรวมค่า F_t ณ ระดับปัจจุบัน 46.83 สตางค์ / หน่วย ไม่มีการเปลี่ยนแปลง ในระหว่างเดือนตุลาคม 2548 จนถึงปี 2551 การเปลี่ยนแปลงของค่าไฟฟ้า จะปรับตามค่าไฟฟ้าตามสูตร F_t ใหม่ ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นไป

2. ปรับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ใหม่ ให้ประกอบด้วยองค์ประกอบหลัก เพียงค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐานใหม่ (ค่า F_t ณ ระดับ 46.83 สตางค์/หน่วย) โดยการประมาณการค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่จะเรียกเก็บ ทั้งนี้มอบหมายให้ คณะอนุกรรมการกำกับสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ รับไปพิจารณาดำเนินงานส่งผ่านค่าใช้จ่าย ด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าที่มีการบริหารการใช้เชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า แนวทางการกำกับดูแลการบริหารการใช้เชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพ ให้พิจารณาจากมาตรฐานค่าสูญเสียในระบบ (Loss Rate) มาตรฐานอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) ตลอดจนแผนการใช้เชื้อเพลิงและการส่ง เติ้นเครื่องโรงไฟฟ้า

สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t)

1. วัตถุประสงค์

1.1 เพื่อให้ค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่า ซื้อไฟฟ้าที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า

1.2 เพื่อให้การไฟฟ้ามีแรงจูงใจในการบริหารงานอย่างมีประสิทธิภาพ และมีความ คล่องตัวในการดำเนินงาน

1.3 เพื่อให้เกิดความโปร่งใสและเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

1.4 เพื่อให้สูตร F_t ใหม่ ไม่สลับซับซ้อน สามารถอธิบายและทำความเข้าใจได้ง่าย

2. โครงสร้างของสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

2.1 F_t จำแนกตามกิจการไฟฟ้า ได้แก่ F_t^G ของกิจการผลิต (Generation) F_t^T ของกิจการระบบส่ง (Transmission) และ F_t^D ของกิจการระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า (Distribution and Retail)

2.2 F_t ประกอบด้วย F_t คงที่ และ ΔF_t และจำแนกเป็น F_t ขายส่ง และ F_t ขายปลีก

2.3 F_t ขายส่งเป็น F_t ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เรียกเก็บจากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ประกอบด้วย F_t ขายส่งคงที่ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 48.10 สตางค์/หน่วย และ ΔF_t ขายส่ง

2.4 F_t ขายปลีกเป็น F_t ที่ กฟน. และ กฟภ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าและ กฟผ. เรียกเก็บจากลูกค้าตรงและอื่น ๆ ประกอบด้วย F_t ขายปลีกคงที่ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 46.83 สตางค์/หน่วย และ ΔF_t ขายปลีก

2.5 จะมีการเรียกเก็บ F_t ทุกเดือนโดยแยกเป็นรายการพิเศษในใบเรียกเก็บเงินค่าไฟฟ้าและใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า ทั้งนี้ F_t ที่เรียกเก็บจะปรับเปลี่ยนทุกๆ 4 เดือน โดยใช้ค่า F_t เหลือ 4 เดือน

2.6 กำหนดให้ F_t เป็นอัตราคงที่ต่อหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า และเป็นค่าที่ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. รายละเอียดของสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

3.1 F_t ขายส่ง

กำหนดให้

$$F_t \text{ ขายส่ง} = F_t \text{ ขายส่งคงที่} + \Delta F_t^G \text{ ขายส่ง}$$

โดย F_t ขายส่ง คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ของ กฟผ. สำหรับใช้เรียกเก็บจาก กฟน. และ กฟภ. ในเดือน t (สตางค์/หน่วย)

F_t ขายส่งคงที่ คือ ประมวลการค่า F_t ขายส่ง ประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2548- พฤษภาคม 2548 สำหรับใช้เรียกเก็บในเดือนมิถุนายน 2548 – กันยายน 2548 มีค่าเท่ากับ 48.10 สตางค์/หน่วย จำแนกเป็น

$$F_t^G = 50.37 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า}$$

$$F_t^T = -2.27 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า}$$

ΔF_t^G ขายส่ง คือ ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเฉลี่ย ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2548 – พฤษภาคม 2548 (ณ ค่า F_t ขายส่งคงที่ 48.10 สตางค์/หน่วย) (สตางค์ / หน่วย)

กำหนดให้

$$\Delta F_t^G \text{ ขายส่ง} = FAC_t^G + AF_{t-1}^G$$

โดย FAC_t^G

คือ ค่าเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา , น้ำมันดีเซล, ก๊าซธรรมชาติ, ลิกไนต์, ถ่านหินนำเข้า และอื่น ๆ) ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (บริษัทในเครือ กฟผ. , IPPs และ SPPs) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว , มาเลเซีย และอื่นๆ) และการส่งผ่านค่าใช้จ่ายตามที่นโยบายของรัฐกำหนด (เช่น การส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า การส่งผ่านส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของการไฟฟ้า ทั้ง 3 แห่ง เป็นต้น) เฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. ในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าเฉลี่ย ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2548 – พฤษภาคม 2548 (สตางค์ / หน่วย)

AF_{t-1}^G

คือ ค่าสะสมที่เกิดขึ้นจากความแตกต่างระหว่างค่า F_t ที่คำนวณได้จริงกับค่า F_t ที่เรียกเก็บ ของ กฟผ. ในเดือน t-1 (สตางค์/หน่วย)

กำหนดให้

$$FAC_t^G = FAC_t^G - BFC^G$$

โดย FAC_t^G

คือ ค่าเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา , น้ำมันดีเซล, ก๊าซธรรมชาติ , ลิกไนต์ , ถ่านหินนำเข้า และอื่นๆ) ค่าซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (บริษัทในเครือ กฟผ. , IPPs และ SPPs) และค่าซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว , มาเลเซีย และอื่นๆ) ทั้งในส่วน of ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payments : AP) และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payments : EP) และการส่งผ่านค่าใช้จ่ายตามที่นโยบายของรัฐกำหนด (เช่น การส่งเงินเข้ากองทุนพัฒนาชุมชนในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้า การส่งผ่านส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของการไฟฟ้า ทั้ง 3 แห่ง เป็นต้น) เฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่ายของ กฟผ. ที่เกิดขึ้นจริงในเดือน t (สตางค์ / หน่วย)

BFC^G

คือ ประมวลการค่าเชื้อเพลิง และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยจำหน่าย ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2548-พฤษภาคม 2548 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 163.46 สตางค์/หน่วย โดยราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยเดือนกุมภาพันธ์ 2548- พฤษภาคม 2548 ซึ่งเป็นช่วงที่ใช้ในการประมาณการค่า F_t ณ ระดับ 46.83 สตางค์ต่อหน่วย มีค่าดังนี้

น้ำมันเตา	10.62	บาท/ลิตร
น้ำมันดีเซล	15.02	บาท/ลิตร
ก๊าซธรรมชาติ		
อ่าวไทยและพม่า	161.09	บาท/ล้านบีทียู
น้ำพอง	132.29	บาท/ล้านบีทียู
ลานกระบือ	56.69	บาท/ล้านบีทียู
ลิกไนต์	569.70	บาท/ตัน

กำหนดให้

$$AFC_t^G = \frac{\sum_{i=1}^n [P(A)_{it} \times Q(A)_{it}]}{U(A)_t}$$

โดย $P(A)_{it}$

คือ ราคาเชื้อเพลิงชนิด i และราคาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายที่ i ที่เกิดขึ้นจริงในเดือน t (บาท/ลิตร , บาท/ล้านบีทียู, บาท/ตัน , และ บาท/หน่วย)

$Q(A)_{it}$

คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ i และปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายที่ i ที่เกิดขึ้นจริงในเดือน t (ลิตร , ล้านบีทียู , ตัน , และหน่วย)

$U(A)_{it}$

คือ หน่วยขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของ กฟผ. ในเดือน t (หน่วย)

กำหนดให้

$$AF_{t-1}^G = \frac{\left(CF_{t-1}^G - F_{t-1}^G \right) \times U(A)_{t-1}}{U(A)_t}$$

โดย CF_{t-1}^G

คือ ค่า F_t ของกิจการผลิตที่คำนวณได้ในเดือน $t-1$ (สตางค์/หน่วย)

F_{t-1}^G

คือ ค่า F_t ของกิจการผลิตที่เรียกเก็บได้ในเดือน $t-1$ (สตางค์/หน่วย)

$U(A)_{t-1}$

คือ หน่วยขายไฟฟ้าของกิจการผลิตที่เกิดขึ้นจริงในเดือน $t-1$ (หน่วย)

$U(A)_t$

คือ หน่วยขายไฟฟ้าของกิจการผลิตจะเกิดขึ้นจริงในเดือน t (หน่วย)

3.2 F_t ข่ายปลีก

กำหนดให้

$$F_t \text{ ข่ายปลีก} = F_t \text{ ข่ายปลีกคงที่} + \Delta F_t \text{ ข่ายปลีก}$$

โดย F_t ข่ายปลีก คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ที่ กฟน. และ กฟภ. เรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. เรียกเก็บจากลูกค้าตรงและอื่นๆ ในเดือน t (สตางค์ / หน่วย)

F_t ข่ายปลีกคงที่ คือ ประมาณการค่า F_t ข่ายปลีก ประจำเดือนกุมภาพันธ์ 2548 – พฤษภาคม 2548 สำหรับใช้เรียกเก็บในเดือนมิถุนายน 2548- กันยายน 2548 มีค่าเท่ากับ 46.83 สตางค์/หน่วย จำแนกเป็น

$$F_t^G = 53.35 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า}$$

$$F_t^T = -2.41 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า}$$

$$F_t^D = -4.11 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า โดย}$$

$$F_t^D \text{ กฟน.} = -0.98 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า}$$

$$F_t^D \text{ กฟภ.} = -3.09 \text{ สตางค์/หน่วย ผู้ใช้ไฟฟ้า}$$

ΔF_t^G ข่ายปลีก คือ การเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า จากค่าเฉลี่ย ณ เดือนกุมภาพันธ์ 2548-พฤษภาคม 2548 (ณ ค่า F_t ข่ายปลีกคงที่ 48.10 สตางค์/หน่วย) (สตางค์ / หน่วย)

กำหนดให้

$$\Delta F_t^G \text{ ข่ายปลีก} = \frac{\Delta F_t^G \text{ ข่ายส่ง} \times U(A)_{t-1}}{EU(A)_t}$$

โดย $EU(A)_t$ คือ หน่วยจำหน่ายที่ กฟน. และ กฟภ. ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า และ กฟผ. ขายให้ลูกค้าตรงและอื่นๆ (หน่วย)
