

## บทที่ 4

### การคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่ม

ถ้าสินค้าและบริการทุกชนิดในระบบเศรษฐกิจถูกตั้งราคาเท่ากับต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่ม แสดงให้เห็นถึงการจัดสรรทรัพยากรในการผลิตสินค้าอย่างมีประสิทธิภาพอันเป็นเงื่อนไขที่จำเป็นต่อการนำไปสู่การมีสวัสดิการของสังคมสูงสุด โดยความหมายของต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มคือต้นทุนเพื่อการผลิตสินค้าหรือบริการที่เพิ่มขึ้นหน่วยต่อไป

การพิจารณาต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะดังนี้

1. ต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มระยะสั้น (Short Run Marginal Costs – SRMC)
2. ต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มระยะยาว (Long Run Marginal Costs – LRMC)

ความแตกต่างระหว่างต้นทุนระยะสั้นและต้นทุนระยะยาวคือ ในระยะสั้นปัจจัยการผลิตบางอย่าง เช่น อาคารหรือเครื่องจักรเป็นต้นทุนคงที่ ส่วนในระยะยาวปัจจัยการผลิตทั้งหมดเป็นต้นทุนผันแปร ซึ่งในธุรกิจพลังงานไฟฟ้าหรือสาธารณูปโภคมักให้ความสนใจกับต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาว ถึงแม้กลไกตลาดในระยะสั้นสามารถแสดงการเปลี่ยนแปลงราคาหรือต้นทุนสินค้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากกว่า แต่เนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าหรือค่าบริการสาธารณูปโภคต่างๆ ไม่สมควรมีการเปลี่ยนแปลงราคาบ่อยนัก เพราะจากลักษณะการดำเนินงานที่ต้องมีการวางแผนการลงทุนล่วงหน้าเป็นระยะเวลาพอสมควร จึงควรสามารถประเมินรายได้และการลงทุนเพื่อรองรับอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้น ซึ่งการลงทุนดังกล่าวมีมูลค่าที่สูงมากและต้องใช้ระยะเวลาพอสมควรในการขออนุมัติงบประมาณรวมทั้งการจัดหาแหล่งเงินทุน ดังนั้นการใช้ต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาวในการพิจารณาจึงมีความเหมาะสมกว่าในกรณีของการบริการสาธารณูปโภค

#### 4.1 การพิจารณาต้นทุน

ในการศึกษาถึงต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาวสำหรับกิจการพลังงานไฟฟ้า ลักษณะของต้นทุนที่เกิดขึ้นจากขั้นตอนการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าสามารถแบ่งต้นทุนทั้งหมดเป็น 3 ส่วน ประกอบด้วย

1. Capacity Costs : ต้นทุนในการลงทุนก่อสร้าง โรงไฟฟ้า สถานีไฟฟ้า ระบบสายส่ง ระบบสายจำหน่าย หรือต้นทุนส่วนเพิ่มในการขยายความสามารถในการผลิตและให้บริการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากพลังงานสำรองที่มีอยู่

2. Energy Costs : ต้นทุนค่าพลังงานหรือเชื้อเพลิง ในการผลิต ไฟฟ้าและ รวมถึงต้นทุนความสูญเสียทางไฟฟ้าในระบบการผลิต ระบบสายส่งและระบบสายจำหน่ายไฟฟ้า
3. Customer-related Costs : ต้นทุนการต่อเชื่อมระบบ ไฟฟ้าระหว่างลูกค้ากับระบบ จำหน่าย ค่าเครื่องวัดหน่วยการใช้ไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการ จัดเก็บค่าไฟฟ้า และบริการลูกค้า

โดยต้นทุนส่วนเพิ่มทั้งหมดหากแบ่งตามขั้นตอนการดำเนินงาน ซึ่งเริ่มตั้งแต่ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต การส่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ผ่านระบบส่งไปยังผู้ จัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า (การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)หรือลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าแรง สูง จากนั้นลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน primary และ secondary จะได้รับพลังงานไฟฟ้าผ่านทาง ระบบจำหน่าย โดยในแต่ละขั้นตอนสามารถจำแนกต้นทุนตามหลักการพิจารณาต้นทุนส่วนเพิ่มได้ ดังนี้

#### ต้นทุนการผลิต ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Generation Marginal Costs)

ต้นทุนการผลิต ไฟฟ้าส่วนเพิ่มแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ

##### 1. ต้นทุนการขยายกำลังการผลิต ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Capacity Costs)

ต้นทุนการขยายกำลังการผลิต ไฟฟ้าส่วนเพิ่มเป็นการคำนวณจากแผนการลงทุนก่อสร้าง โรงไฟฟ้าและการขยายกำลังการผลิตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ซึ่งประกอบด้วยต้นทุนการก่อสร้าง โรงไฟฟ้า ต้นทุนการปรับปรุงประสิทธิภาพและการขยายความสามารถในการผลิต รวมทั้งต้นทุน การดำเนินงานและการบำรุงรักษาในส่วนนี้ด้วย เพื่อรองรับความต้องการบริโภค ไฟฟ้าตามค่า พยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าในอนาคต

##### 2. ต้นทุนพลังงานการผลิต ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Energy Costs)

ต้นทุนพลังงานการผลิต ไฟฟ้าส่วนเพิ่มเป็นต้นทุนค่าพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต ไฟฟ้าตามความต้องการพลังไฟฟ้าในช่วงเวลาแต่ละวัน ซึ่งขึ้นอยู่กับแผนการผลิตของการไฟฟ้าฝ่าย ผลิตที่จะกำหนดช่วงเวลาการผลิตสำหรับโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ โดยโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทอาจใช้ เชื้อเพลิงต่างกันเช่น ถ่านหิน น้ำมัน พลังงานน้ำ ก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นต้นทุนค่าพลังงานในแต่ละ ช่วงเวลาจึงไม่เท่ากัน

### ต้นทุนการส่งพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Transmission Marginal Costs)

ต้นทุนการส่งพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่มแบ่งเป็น 3 ส่วน โดยต้นทุนทั้ง 3 ส่วนเป็นต้นทุนในระบบการส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงผลิตไฟฟ้าหรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไปยังผู้จำหน่ายไฟฟ้าและลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งประกอบด้วย

#### 1. ต้นทุนการขยายระบบส่งพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Capacity Costs)

ต้นทุนในส่วนนี้ประกอบด้วยต้นทุนการขยายระบบสายส่ง ซึ่งเป็นต้นทุนในการปักเสาและพาดสายไฟฟ้าหรือการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าขึ้นใหม่และต้นทุนการบำรุงรักษาระบบส่งพลังงานไฟฟ้าเดิม

#### 2. ต้นทุนความสูญเสียในการส่งพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Transmission Losses)

ต้นทุนความสูญเสียในระบบสายส่งเป็นต้นทุนจากการสูญเสียทางไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากการส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่งในระยะทางไกล ซึ่งมีผลให้พลังงานไฟฟ้าที่แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าและปลายทางของระบบสายส่งไม่เท่ากัน ดังนั้นจึงต้องคำนึงถึงต้นทุนนี้ในการพิจารณาค่าต้นทุนของระบบส่งด้วย

#### 3. ต้นทุนการต่อเชื่อมและการให้บริการลูกค้าส่วนเพิ่ม (Marginal Connection and Service Costs)

ต้นทุนการต่อเชื่อมไฟฟ้าสำหรับลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูง ซึ่งเป็นโรงงานขนาดใหญ่และมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงมาก โดยแจ้งความประสงค์ขอใช้ไฟฟ้าที่แรงดันสูงต่อการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ในการพิจารณาจะดูความเหมาะสมของขนาดการใช้พลังงานไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อใช้งาน (ข้อดีของการใช้ไฟฟ้าที่ระดับแรงดันสูงคือระบบไฟฟ้าจะมีเสถียรภาพมากกว่าและมีค่าไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำกว่าแต่จำเป็นต้องลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงขึ้นเอง ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายเริ่มต้นที่สูงมาก)

### ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Distribution Marginal Costs)

ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเพิ่มแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ

#### 1. ต้นทุนการขยายระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Capacity Costs)

#### 2. ต้นทุนความสูญเสียในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Distribution Losses)

ต้นทุนในส่วนนี้มีลักษณะเดียวกับต้นทุนในระบบส่ง ต่างกันที่ระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยระบบส่งมีแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 500 , 230 และ 115/69 กิโลโวลต์ แต่ในระบบจำหน่ายมีแรงดันไฟฟ้าเป็น 115/69 และ 24/12 กิโลโวลต์ (ถ้าเป็นเขตการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบจำหน่ายมีระดับแรงดัน 115/69 และ 33/22 กิโลโวลต์) และมีความแตกต่างกันในส่วนต้นทุนการต่อเชื่อมของลูกค้าซึ่งในระบบจำหน่ายต้นทุนนี้ได้ถูกแยกเป็นต้นทุนสำหรับการต่อเชื่อมในระบบจำหน่ายโดยเฉพาะ

นอกจากนี้ต้นทุนการขยายระบบจำหน่ายยังรวมถึงต้นทุนในการแปลงระบบไฟฟ้าจากแรงดันระบบส่งเป็นแรงดันระบบจำหน่าย ซึ่งประกอบด้วยต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า การติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ (ตัวเก็บประจุไฟฟ้าใช้เพื่อเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าและปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบให้ดีขึ้น) และต้นทุนในการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายทั้งหมด

#### ต้นทุนในการบริการเกี่ยวกับลูกค้าส่วนเพิ่ม (Marginal Customer-related Costs)

ต้นทุนในส่วนนี้เป็นต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการให้บริการลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ได้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรม บ้านพักอาศัย อาคารธุรกิจ สำนักงาน โรงแรม และส่วนราชการต่างๆ โดยผู้ที่ประสงค์ต้องการใช้ไฟฟ้าต้องติดต่อกับหน่วยงานที่รับผิดชอบในพื้นที่บริการนั้นๆ ซึ่งเป็นหน้าที่ของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในการให้บริการพลังงานไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายทั้งหมด โดยประกอบด้วย

##### 1. ต้นทุนการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Connection Cost)

ต้นทุนการต่อเชื่อมเป็นต้นทุนในการดำเนินงานติดตั้งมาตรวัดหน่วยการใช้ไฟฟ้า การต่อเชื่อมระบบไฟฟ้าจากสายจำหน่ายของการไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบระบบไฟฟ้าภายในของผู้ขอใช้ไฟฟ้าก่อนให้บริการ ซึ่งต้นทุนการต่อเชื่อมระบบไฟฟ้าส่วนเพิ่มจะขึ้นกับปริมาณผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้พยากรณ์ไว้

##### 2. ต้นทุนการอ่านมาตรวัดและการจัดเก็บค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Meter Reading & Billing and Collection Cost)

ต้นทุนการอ่านมาตรวัดและการจัดเก็บค่าไฟฟ้าเป็นต้นทุนการจัดส่งพนักงาน ไปจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย ค่าใช้จ่ายในการแจ้งหนี้และการรับชำระค่าไฟฟ้า รวมทั้งต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษามาตรวัดหน่วยไฟฟ้าและอุปกรณ์ เครื่องมือ ที่ใช้ในกรณีนี้ด้วย

#### 4.2 วิธีพิจารณาคำนวณส่วนเพิ่มในระบบของการไฟฟ้านครหลวง

การคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มของการไฟฟ้านครหลวงในส่วนการศึกษานี้ ใช้ข้อมูลจากแผนงบประมาณการลงทุนสำหรับปี 2540 – 2544 โดยใช้วิธีการคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มในระยะยาว ซึ่งต้นทุนในระบบของการไฟฟ้านครหลวงมีเพียง 2 ส่วนคือ ต้นทุนการขยายบริการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า (*Capacity cost*) ประกอบด้วยต้นทุนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ระบบสายส่งและสายจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ต้นทุนการปฏิบัติงานและการซ่อมบำรุงรักษาระบบจำหน่าย ต้นทุนการบริหาร การจัดการต่างๆ และต้นทุนสำหรับลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้า (*Customer cost*) ซึ่งประกอบด้วยต้นทุนการติดตั้งเครื่องวัดหน่วยการใช้ไฟฟ้า ต้นทุนการจัดเก็บค่าไฟฟ้า ต้นทุนการปฏิบัติงานและการซ่อมบำรุงรักษามาตรวัด ต้นทุนส่วนเพิ่มทั้ง 2 ส่วนได้แบ่งตามระดับแรงดันการใช้งานคือ ระดับสายส่งพลังงานไฟฟ้า (115/69 กิโลโวลต์) ระดับปฐมภูมิหรือสายป้อนพลังงานไฟฟ้า (24/12 กิโลโวลต์) และระดับทุติยภูมิหรือระดับจำหน่าย (380/220 โวลต์)

เนื่องจากการไฟฟ้านครหลวงมิได้ผลิตไฟฟ้าขึ้นเอง ดังนั้นจึงไม่มีต้นทุนค่าพลังงานการผลิตไฟฟ้า (*Energy cost*) ซึ่งต้นทุนค่าพลังงานการผลิตไฟฟ้านี้เป็นส่วนที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตรับภาระและได้คำนวณเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่คิดกับการไฟฟ้านครหลวง โดยคำนึงถึงความสูญเสียทางไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบสายส่งพลังงานไฟฟ้า (*Transmission loss*) จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตถึงจุดรับพลังงานไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้านครหลวง ดังนั้นค่าพลังงานการผลิตไฟฟ้าที่คิดกับการไฟฟ้านครหลวงเท่ากับต้นทุนพลังงานการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตรวมกับต้นทุนความสูญเสียในระบบส่งพลังงานไฟฟ้า

##### ข้อกำหนดพื้นฐานในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันและต้นทุนส่วนเพิ่ม

1. ระดับแรงดัน ในระบบของการไฟฟ้านครหลวงแบ่งระดับแรงดันไฟฟ้าเป็น 3 ระดับคือ ระดับสายส่ง 115/69 กิโลโวลต์ ระดับสายป้อน 24/12 กิโลโวลต์ และ ระดับสายจำหน่าย 380/220 โวลต์
2. ระดับราคา ใช้ปี 2540 เป็นปีฐานในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนส่วนเพิ่มทั้งหมด
3. อัตราคิดลด กำหนดเป็นอัตราแท้จริง *Real rate* เท่ากับ 8% ต่อปี ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมินโครงการของรัฐวิสาหกิจ<sup>1</sup>
4. อัตราเงินเฟ้อ กำหนดเป็น 5% ต่อปี

<sup>1</sup> NIDA Consulting Unit . *MEA Power Tariff Study* . March 1997 : 3-1

การคำนวณต้นทุนระยะยาวต้องคำนวณมูลค่าปัจจุบันของการลงทุนในปีต่างๆ ที่ได้จากแผนการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวง โดยนำอัตราส่วนลดมาคำนวณเป็นมูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540 ตามสูตรการคำนวณ (1)

สมการคำนวณ มูลค่าปัจจุบัน

$$PV = \sum_{n=1}^t \frac{I_n}{(1+r)^n} \dots\dots\dots(1)$$

PV = มูลค่าปัจจุบัน                       $I_n$  = มูลค่าการลงทุนในแต่ละปี  
 r = อัตราคิดลดต่อปี                      n = จำนวนปี n = 1, .., .....t

โดยในการคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มทั่วไปจะใช้สูตรการคำนวณที่ 2 ซึ่งแสดงต้นทุนส่วนเพิ่ม (MC) เท่ากับส่วนต่างของต้นทุนรวม ( $\Delta TC$ ) ต่อส่วนต่างของปริมาณสินค้า ( $\Delta Q$ )

สมการคำนวณ ต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่ม

$$MC = \Delta TC / \Delta Q \dots\dots\dots(2)$$

MC = ต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่ม      TC = ต้นทุนการผลิตรวม  
 Q = ปริมาณการผลิต

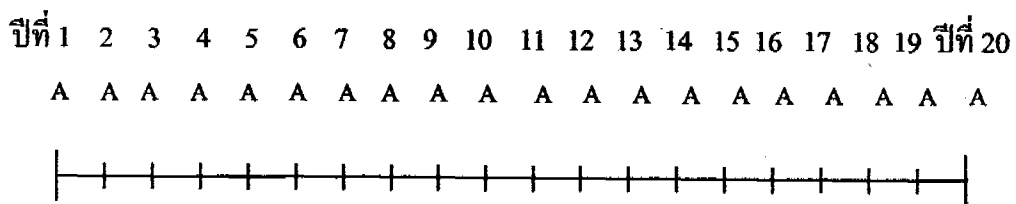
แต่ในการคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มระยะยาว (Long Run Marginal Cost) สำหรับกิจการด้านพลังงานไฟฟ้าจะใช้วิธีการคิดต้นทุนเพิ่มเฉลี่ย (Average Incremental Cost – AIC)<sup>2</sup> แทนเพื่อให้สามารถคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มสำหรับการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบจำหน่าย (Capacity Cost of Transmission and Distribution System) ซึ่งการลงทุนเหล่านี้เป็นการลงทุนระยะยาวเพื่อรองรับความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้น และเนื่องจากอายุของทรัพย์สินต่างๆมีอายุ

<sup>2</sup> Mohan Munasinghe and Jeremy J.Warford , Electricity Pricing Theory and Case Studies , p 56 , 1945

ใช้งานเป็นเวลานานจึงต้องคำนึงถึงช่วงเวลาดังกล่าวด้วย โดยในการคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มด้วยวิธี AIC จะคิดต้นทุนเฉลี่ยต่อปีของการลงทุนตลอดช่วงอายุการใช้งานของการลงทุนแต่ละระบบ

โดยการคิดต้นทุนเฉลี่ยต่อปีใช้สำหรับการพิจารณาต้นทุนส่วนเพิ่มที่มีการลงทุนลักษณะ Lump-sum Investment หรือ Lumpy Costs และกำหนดให้การลงทุนดังกล่าวมีปริมาณการลงทุนคงที่ตลอดช่วงอายุการใช้งาน ซึ่งเมื่อนำมาคิดด้วยอัตราส่วนลดเพื่อให้ได้มูลค่าปัจจุบัน ณ ปีที่เริ่มต้นลงทุนจะมีมูลค่าเท่ากับมูลค่าการลงทุนทั้งหมด ยกตัวอย่าง เช่นการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 1 สถานี ซึ่งจากการลงทุนนี้มีต้นทุนส่วนเพิ่มเท่ากับ 400 บาท/กิโลวัตต์ โดยกำหนดให้มีอายุการใช้งานเท่ากับ 20 ปี และมีอัตราคิดลดเท่ากับ 10% ซึ่งได้แสดงความสัมพันธ์ตามภาพที่ 4.1

ภาพที่ 4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าการลงทุนและอายุใช้งาน



จากภาพที่ 4.1 กำหนดให้การลงทุนเฉลี่ยแต่ละปีคงที่เท่ากับ A บาท/กิโลวัตต์/ปี ดังนั้น

$$400 = \frac{A}{(1+0.1)^1} + \frac{A}{(1+0.1)^2} + \frac{A}{(1+0.1)^3} + \dots + \frac{A}{(1+0.1)^{20}}$$

$$= A \sum_{n=1}^{20} \left[ \frac{1}{(1+0.1)^n} \right]$$

ดังนั้น

$$A = \frac{400}{\sum_{n=1}^{20} \left[ \frac{1}{(1+0.1)^n} \right]} \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/ปี}$$

$$= \frac{400}{8.5136} \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/ปี}^3$$

$$= 46.98 \quad \text{บาท/กิโลวัตต์/ปี}$$

<sup>3</sup> ตัวเลข 8.5136 สามารถเปิดได้จากตาราง Present value of Ordinary Annuity of \$1 ที่อัตราคิดลดเท่ากับ 10% และมีอายุ 20 ปี

ในการศึกษาต้นทุนการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าส่วนเพิ่มของการไฟฟ้านครหลวง เนื่องจากข้อมูลการลงทุนของการไฟฟ้าที่นำมาใช้เป็นการลงทุนเพื่อรองรับการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามค่าการพยากรณ์ จึงเสมือนเป็นต้นทุนที่เพิ่มขึ้น ( $\Delta TC$ ) ตามสูตรการคำนวณที่ 2 ดังนั้นถ้ารับการศึกษานี้จึงได้ปรับเป็นสูตรการคำนวณที่ 3 ซึ่งเป็นการคำนวณต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่ม โดยแทน  $\Delta TC$  ด้วยผลรวมมูลค่าปัจจุบันของการลงทุนขยายระบบจำหน่ายในแต่ละปีและหารด้วยผลรวมมูลค่าปัจจุบันปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้น ( $\Delta MW$ ) ส่วนการคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่ม (สมการที่ 4) แทน  $\Delta TC$  ด้วยผลรวมมูลค่าปัจจุบันการลงทุนเพื่อบริการผู้ใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีและหารด้วยผลรวมมูลค่าปัจจุบันจำนวนลูกค้าที่เพิ่มขึ้น ( $\Delta Q$ ) ซึ่งจะได้ต้นทุนการขยายบริการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์) และต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่ม (บาท/ราย)

#### Marginal Capacity Cost

$$AIC = \frac{\sum_{n=1}^T \frac{I_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=L}^{T+L} \frac{\Delta MW_n}{(1+r)^n}} \dots\dots\dots(3)$$

- โดย  $I_n$  = มูลค่าการลงทุนแต่ละปี  
 $\Delta MW_n$  = ปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นเทียบกับปีก่อนหน้า (ตามค่าการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด)  
 $r$  = อัตราคิดลดต่อปี  
 $n$  = จำนวนปี 1,...,T  
 $T$  = ช่วงเวลาที่ใช้ในการพิจารณาการลงทุนและความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด  
 $L$  = ช่วงเวลาที่ใช้ในการก่อสร้าง Lag Time<sup>4</sup>

<sup>4</sup> สำหรับค่า L ในการศึกษาที่กำหนดให้เท่ากับ 0 เนื่องจากการลงทุนส่วนใหญ่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง มี Lag time ไม่เกิน 1 ปี ซึ่งแตกต่างจากการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต



### Marginal Customer-related Cost

$$AIC = \frac{\sum_{n=1}^T \frac{I_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=L}^{T+L} \frac{\Delta Q_n}{(1+r)^n}} \dots\dots\dots(4)$$

- โดย  $I_n$  = มูลค่าการลงทุนแต่ละปี  
 $\Delta Q_n$  = จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเทียบกับปีก่อนหน้า (ตามการพยากรณ์)  
 $r$  = อัตราคิดลดต่อปี  
 $n$  = จำนวนปี 1,...,T  
 $T$  = ช่วงเวลาที่ใช้ในการพิจารณาการลงทุนและการพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า  
 $L$  = ช่วงเวลาที่ใช้ในการติดตั้งจนสามารถใช้งานได้ Lag Time<sup>5</sup>

ผลการคำนวณต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มที่ได้มีหน่วยเป็น บาท/กิโลวัตต์ จากนั้นจึงนำมาคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยตลอดอายุการใช้งานของการลงทุนในแต่ละระบบ (ตามแนวคิดดังแสดงในภาพที่ 4.1) เพื่อให้เป็น บาท/กิโลวัตต์/ปี และหารด้วย 12 เดือนให้เป็น บาท/กิโลวัตต์/เดือน ซึ่งหมายถึงต้นทุนการขยายบริการที่เพิ่มขึ้น 1 กิโลวัตต์ในช่วงเวลา 1 เดือน ส่วนผลการคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มจะได้เป็น บาท/จำนวนลูกค้า(ราย) เมื่อนำมาคิดอายุการใช้งานในรูปแบบของมูลค่าปัจจุบันตลอดการใช้งานเฉลี่ยต่อปี (ใช้วิธีเดียวกับการคำนวณสำหรับต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่ม) และหารด้วยจำนวนเดือน (12 เดือน)จะได้เป็น บาท/จำนวนลูกค้า(ราย)/เดือน หมายถึงต้นทุนการบริการลูกค้าที่เพิ่มขึ้น 1 รายใน 1 เดือน โดยสาเหตุที่ต้องคำนวณต้นทุนทั้งหมดเป็นต่อเดือนเนื่องจากเพื่อให้เกิดความสะดวกในการพิจารณาตั้งราคาค่าไฟฟ้า ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายในลักษณะรายเดือนต่อไป

<sup>5</sup> สำหรับค่า L ในการศึกษาที่กำหนดให้เท่ากับ 0 เนื่องจากการลงทุนติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ไม่มี Lag time

### วิธีพิจารณาต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่มและการจำแนกต้นทุน

การลงทุนทั้งหมดในการศึกษานี้จะคิดเสมือนว่าเกิดขึ้นในช่วงต้นปี ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการซ่อมบำรุงจะพิจารณาในช่วงสิ้นปี ต้นทุนการบริการลูกค้า (Customer Cost) เป็นการพิจารณาค่าต้นทุนการบริการลูกค้าที่ระดับปฐมภูมิและทุติยภูมิตำนั้น จะไม่รวมต้นทุนการบริการลูกค้าระดับสายส่งพลังไฟฟ้า เนื่องจากลูกค้าในส่วนนี้มีจำนวนน้อยจึงมีต้นทุนในการบริการลูกค้าน้อยมากเมื่อเทียบกับปริมาณลูกค้าและต้นทุนการบริการลูกค้าที่ระดับปฐมภูมิและทุติยภูมิ

ต้นทุนในการลงทุนเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ขนาดใหญ่กำหนดให้มีการแบ่งแยกต้นทุนแต่ละชนิดดังนี้<sup>6</sup>

#### ระดับสายส่ง

1. การลงทุนก่อสร้างสายส่งพลังไฟฟ้าให้เป็นต้นทุนการขยายบริการทั้งหมด
2. การลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าคั่นทางเป็นต้นทุนการขยายบริการทั้งหมด
3. อายุการใช้งานของการลงทุนขยายระบบส่งทั้งหมดกำหนดให้เท่ากับ 25 ปี

#### ระดับปฐมภูมิ

4. การลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเป็นต้นทุนการขยายบริการทั้งหมด
5. การลงทุนก่อสร้างและปรับปรุงสายป้อนพลังไฟฟ้าในระดับแรงดันปฐมภูมิ (Primary) ร้อยละ 80 ของการลงทุนให้เป็นต้นทุนการขยายบริการและอีกร้อยละ 20 ที่เหลือเป็นต้นทุนสำหรับการบริการลูกค้า
6. อายุการใช้งานของการลงทุนขยายระบบปฐมภูมิทั้งหมดกำหนดให้เท่ากับ 20 ปี

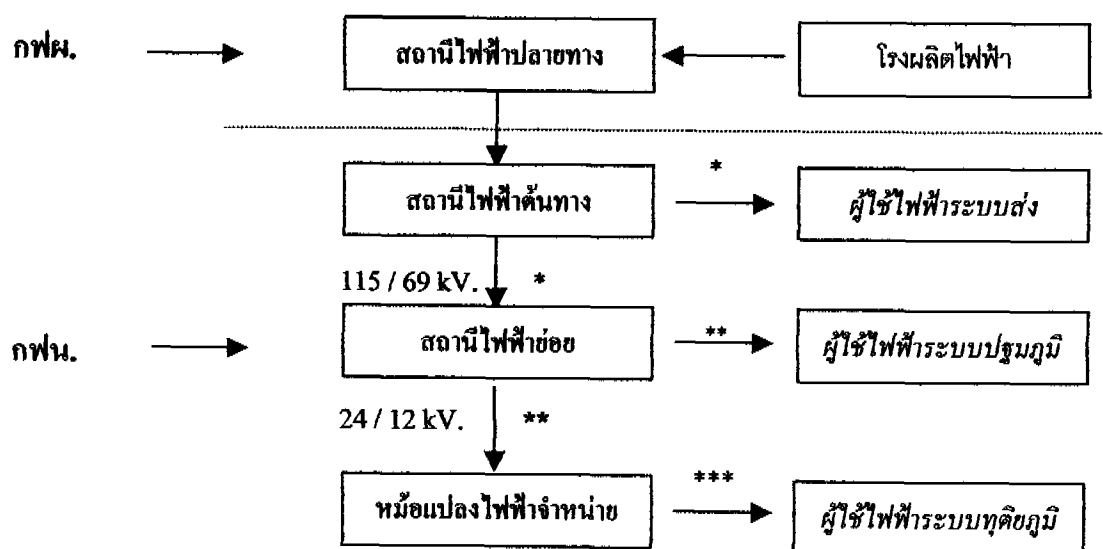
#### ระบบทุติยภูมิ

7. การลงทุนหม้อแปลงไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ และสายจำหน่ายพลังไฟฟ้าในระดับแรงดันทุติยภูมิ (Secondary) ร้อยละ 60 เป็นต้นทุนการขยายบริการและที่เหลือ ร้อยละ 40 เป็นต้นทุนสำหรับการบริการลูกค้า
8. อายุการใช้งานของการลงทุนขยายระบบทุติยภูมิทั้งหมดกำหนดให้เท่ากับ 20 ปี
9. อายุการใช้งานของเครื่องวัดหน่วยการใช้ไฟฟ้ากำหนดให้เท่ากับ 10 ปี ทั้งในระบบปฐมภูมิและระบบทุติยภูมิ
10. ต้นทุนการลงทุนสำหรับการบริการลูกค้าเป็นต้นทุนโดยรวมของทั้งลูกค้าระบบปฐมภูมิและระบบทุติยภูมิ

<sup>6</sup> การกำหนดอายุการใช้งานของการลงทุนในแต่ละระบบและการกำหนดสัดส่วนร้อยละในการคำนวณต้นทุนต่างๆ เป็นข้อมูลที่ได้จากการแนะนำของ ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวง

11. การติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้าเป็นต้นทุนสำหรับการบริการลูกค้าทั้งหมด
12. ต้นทุนการดำเนินงานและการซ่อมบำรุง (Operation & Maintenance Cost) กำหนดให้เท่ากับ 2% ของมูลค่าการลงทุนในแต่ละระบบต่อปี<sup>7</sup> และเป็นราคาคงที่ (Constant Price)
13. ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป (General Administration) กำหนดให้เท่ากับ 1.2% ของมูลค่าการลงทุนในแต่ละระบบต่อปี<sup>8</sup> และเป็นราคาคงที่ (Constant Price)
14. ค่าความสูญเสียภาระทางไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load Losses) ที่ระบบต่างๆของการไฟฟ้านครหลวงใช้ผลจากการศึกษาของ “ Monenco”<sup>9</sup> ซึ่งได้จากข้อมูลพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า ปี 2532 - 2543 โดยได้ค่าความสูญเสียในระบบสายส่งเท่ากับ 2.255% ระบบปฐมภูมิหรือระบบสายป้อนเท่ากับ 4.533% และระบบทุติยภูมิหรือระบบจำหน่ายเท่ากับ 4.563% เมื่อพิจารณาค่าความสูญเสียภาระทางไฟฟ้าสูงสุดสะสมที่ระบบต่างๆจะได้ 2.255% ที่ระบบส่ง 6.788% ที่ระบบปฐมภูมิและ 11.351% ที่ระบบทุติยภูมิ ดังภาพที่ 4.2 ซึ่งแสดงระบบการส่งและจำหน่ายพลังไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตผ่านระบบของการไฟฟ้านครหลวงจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่ระบบต่างๆ โดยใช้เครื่องหมาย \* , \*\* และ \*\*\* แทนความสูญเสียภาระสูงสุด ที่ระบบส่ง ระบบปฐมภูมิและระบบทุติยภูมิ ตามลำดับ

ภาพที่ 4.2 ความสูญเสียในระบบส่งและจำหน่ายพลังไฟฟ้า



<sup>7</sup> กำหนดตามการพิจารณาด้านทุนส่วนเพิ่ม ในการศึกษาของ PricewaterhouseCoopers , *Review of Electric Power Tariffs* , July 1999

<sup>8</sup> กำหนดตามการพิจารณาด้านทุนส่วนเพิ่ม ในการศึกษาของ PricewaterhouseCoopers , *Review of Electric Power Tariffs* , July 1999

<sup>9</sup> Monenco Consultants - National Energy Policy Office , *Marginal Cost Based Electric Power Tariffs* , April 1991

15. ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้า<sup>10</sup> (Energy Losses) ใช้ข้อมูลจากการศึกษาของ “ Monenco ” เช่นกัน โดยความสูญเสียในระบบสายส่งเท่ากับ 1.744% ระบบปฐมภูมิหรือระบบสายป้อนเท่ากับ 3.536% และระบบทุติยภูมิเท่ากับ 3.696% เมื่อพิจารณาค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าสะสมที่ระบบต่างๆจะได้ 1.744% ที่ระบบส่ง 5.280% ที่ระบบปฐมภูมิและ 8.976% ที่ระบบทุติยภูมิ ซึ่งสามารถใช้ภาพที่ 4.2 แสดงถึงความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่ระบบส่ง ระบบปฐมภูมิและระบบทุติยภูมิ ตามเครื่องหมาย \* , \*\* และ \*\*\* ตามลำดับ
16. ค่าที่ได้จากการคำนวณทั้งหมดอยู่ในรูปของ Real Term

#### 4.3 การคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มของการไฟฟ้านครหลวง

##### 4.3.1 การคำนวณต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่ม (Marginal Capacity Cost)

ต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มสำหรับการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง แบ่งออกเป็น 3 ระบบตามระดับแรงดันไฟฟ้าคือ ระบบส่ง (แรงดัน 115 และ 69 กิโลโวลต์) ระบบปฐมภูมิ (แรงดัน 24 และ 12 กิโลโวลต์) และระบบทุติยภูมิ (แรงดัน 380 และ 220 โวลต์) ซึ่งการคำนวณต้นทุนส่วนเพิ่มในการศึกษาต่อไปจะคำนวณต้นทุนตามระบบไฟฟ้าข้างต้น

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเขตการบริการของการไฟฟ้านครหลวงในช่วงปี 2540 – 2544 ซึ่งแสดงในตารางที่ 4.1 เป็นข้อมูลเบื้องต้นที่สำคัญที่สุดในการคำนวณต้นทุนการผลิตส่วนเพิ่ม โดยความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 6,205 เมกกะวัตต์ ในปี 2540 เป็น 8,290 เมกกะวัตต์ ในปี 2544 รวมความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดส่วนเพิ่มในช่วงปี 2540 – 2544 เท่ากับ 2,567 เมกกะวัตต์ หรือคิดเป็นอัตราการเพิ่มขึ้น ร้อยละ 8.27 ต่อปีโดยเฉลี่ยและมีมูลค่าปัจจุบันของการลงทุนส่วนเพิ่ม ณ ปี 2540 ( $\Delta MW$ ) รวมทั้งหมดเท่ากับ 2,205.8 เมกกะวัตต์ โดยค่าพยากรณ์ที่ใช้เป็นการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าจากคณะกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนธันวาคม 2537 ซึ่งค่าพยากรณ์ดังกล่าวใช้ปัจจัยพื้นฐานต่างในการคำนวณ เช่น ผลิตภัณฑ์มวลรวม รายได้ประชาชาติ จำนวนประชากร และการวางผังเมืองหรือการจัดเขตพื้นที่อุตสาหกรรม โดยยึดค่าพยากรณ์เศรษฐกิจของมูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทยเป็นหลัก ซึ่งสามารถศึกษารายละเอียดและวิธีการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าได้ในภาคผนวก ง.

<sup>10</sup> ความแตกต่างระหว่าง Peak Load Losses และ Energy Losses ก็เป็นค่าความสูญเสียจากการส่งผ่านพลังไฟฟ้า(วัตต์) และพลังงานไฟฟ้า(วัตต์-ชั่วโมง) ผ่านระบบสายส่งและสายจำหน่ายจนถึงจุดรับไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละระบบตามลำดับ

## ตารางที่ 4.1

การพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด , 2540 – 2544

ปี	ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกกะวัตต์)	ความต้องการส่วนเพิ่ม (เมกกะวัตต์)	มูลค่าปัจจุบันปี 2540* (เมกกะวัตต์)
2540	6,205	482	482.0
2541	6,670	465	430.5
2542	7,174	504	432.1
2543	7,701	527	428.3
2544	8,290	589	432.9
รวมส่วนเพิ่ม		2,567	2,205.8

ที่มา : จากคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เดือนธันวาคม 2537 (คอลัมน์ 1-3)

หมายเหตุ : \*Discount = 8% per annum (Real Rate)

จากข้อมูลการลงทุนในแผนการปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง<sup>11</sup> ซึ่งแบ่งการลงทุนตามลักษณะการทำงานและการพิจารณางบประมาณการลงทุนช่วงปี 2540 – 2544 โดยการลงทุนดังกล่าวเป็นมูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540 ดังแสดงในตารางที่ 4.2

## ตารางที่ 4.2

งบประมาณการลงทุน ปี 2540 – 2544 (มูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540)

ล้านบาท

รายการ	2540	2541	2542	2543	2544	รวม
1. งานระบบสถานีต้นทางและสถานีย่อย	853.594	1,581.919	4,375.539	4,388.073	4,840.197	16,039.322
2. งานระบบสายส่งพลังงานไฟฟ้า	646.069	1,026.669	1,560.829	7,836.518	1,406.211	12,476.296
3. งานระบบจำหน่าย	2,719.884	2,847.999	2,992.701	3,146.941	3,223.927	14,931.452
4. งานจ่ายไฟด้วยระบบสายป้อนใต้ดิน	0	832.945	1,322.773	1,362.415	883.601	4,401.734
5. งานประสานงานสาธารณูปโภค	968.536	1,008.957	1,051.070	1,094.947	1,140.659	5,264.169
6. งานเปลี่ยนแรงดันสายป้อนจาก12-24 เควี	261.489	271.629	282.166	293.114	304.492	1,412.890
7. งานเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารและ บริการ	133.515	264.612	99.216	206.866	215.658	919.867
รวม	5,583.08	7,834.73	11,684.29	18,328.87	12,014.74	55,445.730

ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง

<sup>11</sup> การไฟฟ้านครหลวง , แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 8 งบประมาณ 2539 – 2544 , 2538

โดยการลงทุนทั้งหมดสามารถแบ่งเป็นการทำงานต่างๆคือ งานระบบสถานีไฟฟ้าคั่นทาง และสถานีไฟฟ้าย่อย งานระบบสายส่งพลังงานไฟฟ้า งานระบบจำหน่าย งานจ่ายไฟด้วยระบบสายป้อนใต้ดิน งานประสานงานสาธารณูปโภค งานเปลี่ยนแรงดันสายป้อนจาก 12-24 เควี งานเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารและบริการ รวมมูลค่าการลงทุนทั้งหมดเท่ากับ 55,445.730 ล้านบาท

นอกจากนี้งานระบบจำหน่ายได้แบ่งออกเป็นส่วนย่อยๆหลายส่วน ซึ่งจะมีผลกระทบต่อ การคำนวณและการแบ่งแยกประเภทของต้นทุนต่อไป จึงได้แสดงรายละเอียดของงานระบบจำหน่ายพร้อมด้วยมูลค่าการลงทุนจำแนกตามปี 2540 – 2544 ดังแสดงในตารางที่ 4.3 โดยเป็นมูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540 เช่นกัน

ตารางที่ 4.3

งบประมาณลงทุนเฉพาะระบบจำหน่าย \* ปี 2540–2544 (มูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540)

ล้านบาท

รายการ	2540	2541	2542	2543	2544	รวม
1. งานก่อสร้างและปรับปรุงสายป้อน	1,100.219	1,145.440	1,192.528	1,241.562	1,292.623	5,972.372
2. งานก่อสร้างและปรับปรุงสายจำหน่าย	209.926	218.236	226.877	235.863	245.209	1,136.111
3. งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย	1,028.753	1,097.540	1,171.035	1,249.568	1,249.897	5,796.793
4. งานติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้า	334.348	347.376	360.918	374.992	389.620	1,807.254
5. งานติดตั้งคาปาซิเตอร์	46.638	39.407	41.343	44.956	46.578	218.922
รวม	2,719.884	2,847.999	2,992.701	3,146.941	3,223.927	14,931.452

ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง

หมายเหตุ : \* แยกแยะรายละเอียดการลงทุนงานระบบจำหน่ายจาก หัวข้อที่ 3 จากตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.4 แสดงมูลค่าการลงทุนทั้งหมดของการไฟฟ้านครหลวงตามแผนการปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้า ฉบับที่ 8 โดยรวมมูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540 ของการลงทุนทุกปีเข้าด้วยกันและแบ่งแยกต้นทุนดังกล่าวเป็น 2 ส่วนคือ ต้นทุนการขยายบริการ(Capacity Cost) และต้นทุนการบริการลูกค้า(Customer Cost) สำหรับต้นทุนการขยายบริการยังได้แบ่งส่วนตามระบบไฟฟ้าคือ ต้นทุนระบบส่ง ต้นทุนระบบปฐมภูมิและต้นทุนระบบทุติยภูมิ ซึ่งได้กำหนดหลักเกณฑ์วิธีการแบ่งต้นทุนสำหรับการลงทุนขยายระบบและการลงทุนอุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดใหญ่ไว้แล้วข้างต้น โดย (1) คือต้นทุนระบบส่งมีการลงทุนงานสายส่งพลังไฟฟ้าและการลงทุนงานระบบสถานีไฟฟ้าคั่นทางและสถานีไฟฟ้าย่อย (2) เป็นต้นทุนระบบปฐมภูมิจะประกอบด้วยงานก่อสร้างและปรับปรุงสายป้อน งานจ่ายไฟด้วยระบบสายป้อนใต้ดิน และงานเปลี่ยนแรงดันสายป้อนจาก 12 เป็น 24 กิโลโวลท์ ซึ่ง (3) คือต้นทุนระบบทุติยภูมิประกอบด้วยการลงทุนงานก่อสร้างและปรับปรุงสายจำหน่าย

งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย งานติดตั้งคาปาซิเตอร์ และงานประสานงานสาธารณูปโภค นอกจากนี้ในการลงทุนงานติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้า(4) จะเป็นต้นทุนสำหรับการบริการลูกค้าเท่านั้น

จากการจำแนกประเภทต้นทุน ได้ผลรวมต้นทุนการขยายการบริการส่วนเพิ่มทั้งหมดเท่ากับ 45,394,811,800 บาท และเป็นต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มเท่ากับ 9,131,051,200 บาท รวมต้นทุนส่วนเพิ่มทั้งหมดเท่ากับ 54,525,863,000 บาท

#### ตารางที่ 4.4

สรุปผลรวมมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนปี 2540 – 2544 แยกตามระบบและประเภทของต้นทุน

บาท

รายการ	Capacity Cost	Customer Cost	รวม
งานระบบสายส่งพลังไฟฟ้า (1)	12,476,296,000	0	12,476,296,000
งานระบบสถานีคั่นทางและสถานีย่อย			
งานระบบสถานีคั่นทาง (1)	3,940,042,000	0	3,940,042,000
งานระบบสถานีย่อย (2)	12,099,280,000	0	12,099,280,000
งานระบบจำหน่าย			
งานก่อสร้างและปรับปรุงสายป้อน (2)	4,777,897,600	1,194,474,400	5,972,372,000
งานก่อสร้างและปรับปรุงสายจำหน่าย (3)	681,666,600	454,444,400	1,136,111,000
งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย (3)	3,478,075,800	2,318,717,200	5,796,793,000
งานติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้า (4)	0	1,807,254,000	1,807,254,000
งานติดตั้งคาปาซิเตอร์ (3)	131,353,200	87,568,800	218,922,000
งานจ่ายไฟด้วยระบบสายป้อนใต้ดิน (2)	3,521,387,200	880,346,800	4,401,734,000
งานประสานงานสาธารณูปโภค (3)	3,158,501,400	2,105,667,600	5,264,169,000
งานเปลี่ยนแรงดันสายป้อนจาก 12 เควี เป็น 24 เควี (2)	1,130,312,000	282,578,000	1,412,890,000
รวม	45,394,811,800	9,131,051,200	54,525,863,000

หมายเหตุ : (1) การลงทุนในระบบสายส่ง

(2) การลงทุนในระบบปฐมภูมิหรือระบบสายป้อน

(3) การลงทุนในระบบทุติยภูมิหรือระบบสายจำหน่าย

(4) การลงทุนในส่วนต้นทุนการบริการลูกค้า

การพิจารณาเฉพาะต้นทุนระบบส่ง(1)ซึ่งเป็นการลงทุนที่ระดับแรงดันไฟฟ้า 115 และ 69 กิโลโวลท์ การลงทุนขยายงานระบบสายส่งพลังไฟฟ้าและการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าคั่นทางมีมูลค่าเป็น 16,416,338,000 บาท เมื่อรวมกับต้นทุนการดำเนินงาน การซ่อมบำรุง และต้นทุนการบริหารทั่วไป ซึ่งกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 2 และ 1.2 (ต่อปี) ของมูลค่าการลงทุน โดยมีมูลค่าเท่ากับ

328,326,760 บาท และ 196,996,056 บาท ตามลำดับ จากการพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดช่วงปี 2540 – 2544 ซึ่งมีมูลค่าปัจจุบันของส่วนเพิ่มเท่ากับ 2,205.8 เมกกะวัตต์และการกำหนดอายุการใช้งานสำหรับการลงทุนในระบบส่งเป็น 25 ปี โดยสำหรับต้นทุนการดำเนินงาน การซ่อมบำรุง และต้นทุนการบริหารทั่วไป ดังนั้นต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มสำหรับระบบสายส่งเท่ากับ 935.35 บาท/กิโลวัตต์/ปี และ 77.94 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ดังรายละเอียดแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5  
สรุปต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มระบบสายส่ง

	มูลค่าปัจจุบัน	บาท/กิโลวัตต์	บาท/กิโลวัตต์/ปี	บาท/กิโลวัตต์/เดือน
การลงทุน	16,416,338,000	7,442.35 *	697.19 **	58.10 ***
การดำเนินงานและบำรุงรักษา	328,326,760		148.85 ****	12.40
การบริหารทั่วไป	196,996,056		89.31	7.44
รวม			935.35	77.94

หมายเหตุ : \*  $16,416,338,000 / 2,205,800 = 7,442.35$  บาท/กิโลวัตต์

\*\*  $7,442.35 / 10.6748 = 697.19$  บาท/กิโลวัตต์/ปี ( 10.6748 ได้จากตาราง Present value of ordinary Annuity of \$1 ที่อัตราดอกเบี้ย 8% และมีอายุ 25 ปี) ตามแนวคิดจากภาพที่ 4.1

\*\*\*  $697.19 / 12 = 58.10$  บาท/กิโลวัตต์/เดือน

\*\*\*\*  $328,326,760 / 2,205,800 = 148.85$  บาท/กิโลวัตต์/ปี

สำหรับการขยายบริการส่วนเพิ่มระบบปฐมภูมิหรือระบบสายป้อน(2) เป็นการลงทุนในระดับแรงดันไฟฟ้า 24 และ 12 กิโลโวลท์ ซึ่งประกอบด้วยการลงทุน งานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย งานก่อสร้างและปรับปรุงสายป้อน งานจ่ายไฟด้วยระบบสายป้อนใต้ดิน และ งานเปลี่ยนแรงดันสายป้อนจาก 12 เป็น 24 กิโลโวลท์ รวมมูลค่าการลงทุนเท่ากับ 23,886,276,000 บาท โดยจากข้อกำหนดในการพิจารณาค้นทุนได้แบ่งร้อยละ 80 ของการลงทุนในระบบปฐมภูมิทั้งหมด (ยกเว้นการลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเท่ากับ 100%) ให้เป็นส่วนของต้นทุนการขยายบริการซึ่งเท่ากับ 21,528,876,800 บาท และอีกร้อยละ 20 ที่เหลือเป็นต้นทุนสำหรับการบริการลูกค้า เมื่อรวมกับต้นทุนการดำเนินงาน การซ่อมบำรุงและต้นทุนการบริหารทั่วไป

จากมูลค่าปัจจุบันของปริมาณความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดช่วงปี 2540 – 2544 ซึ่งเพิ่มขึ้น 2,205.8 เมกกะวัตต์และเงื่อนไขอายุการใช้งานซึ่งกำหนดให้เฉลี่ยมูลค่าการลงทุนเป็น 20 ปี และมีต้นทุนการดำเนินงานและต้นทุนบริหารทั่วไปเท่ากับ 430,577,536 และ 258,346,522 บาท/ปี ตามลำดับ ดังนั้นจะได้ต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มสำหรับระบบปฐมภูมิเท่ากับ 1,306.41 บาท/กิโล



วัตต์/ปี และ 108.87 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ตามลำดับ โดยเมื่อรวมกับต้นทุนการขยายบริการในระบบส่งจะได้ต้นทุนขยายบริการสะสมถึงระบบทฤษฎีภูมิเป็น 186.81 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ดังแสดงในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6  
สรุปต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มระบบปฐมภูมิ

	มูลค่าปัจจุบัน	บาท/กิโลวัตต์	บาท/กิโลวัตต์/ปี	บาท/กิโลวัตต์/เดือน
การลงทุน	21,528,876,800	9,760.12 *	994.09 **	82.84 ***
การดำเนินงานและบำรุงรักษา	430,577,536		195.20 ****	16.27
การบริหารทั่วไป	258,346,522		117.20	9.76
รวม			1,306.41	108.87
รวมต้นทุนสะสม				186.81

หมายเหตุ : \*  $21,528,876,800 / 2,205,800 = 9,760.12$  บาท/กิโลวัตต์

\*\*  $9,760.12 / 9.8181 = 994.09$  บาท/กิโลวัตต์/ปี (9.8181 ได้จากตาราง Present value of ordinary Annuity of \$1 ที่อัตราดอกเบี้ย 8% และมีอายุ 20 ปี) ตามแนวคิดจากภาพที่ 4.1

\*\*\*  $994.09 / 12 = 82.84$  บาท/กิโลวัตต์/เดือน

\*\*\*\*  $430,577,536 / 2,205,800 = 195.20$  บาท/กิโลวัตต์/ปี

ต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มในระบบทฤษฎีภูมิหรือระบบสายจำหน่าย(3) เป็นการลงทุนในระดับแรงดันไฟฟ้า 380 และ 220 โวลต์ ซึ่งเป็นระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้งานสำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป ประกอบด้วยการลงทุนงานก่อสร้างและปรับปรุงสายจำหน่าย งานติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย งานติดตั้งคาปาซิเตอร์ และ งานประสานงานสาธารณสุขปโภค รวม 12,415,995,000 โดยจากข้อกำหนดในการพิจารณาต้นทุนได้แบ่งร้อยละ 60 ของการลงทุนให้เป็นส่วนของต้นทุนการขยายบริการ (เท่ากับ 7,449,597,000 บาท) และอีกร้อยละ 40 ที่เหลือเป็นต้นทุนสำหรับการบริการลูกค้า รวมกับต้นทุนการดำเนินงาน การซ่อมบำรุงและต้นทุนการบริหารทั่วไป (เท่ากับ 148,991,940 และ 89,395,164 บาท/ปี ตามลำดับ โดยกำหนดอายุการใช้งานของการลงทุนในระบบทฤษฎีภูมิเป็น 20 ปี ดังนั้นต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มสำหรับระบบทฤษฎีภูมิหรือระบบสายจำหน่ายเท่ากับ 452.06 บาท/กิโลวัตต์/ปี และ 37.68 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ณ มูลค่าปี 2540 ตามลำดับ เมื่อรวมต้นทุนการขยายบริการในระบบส่งและระบบปฐมภูมิจะได้ต้นทุนการขยายบริการสะสมถึงระบบทฤษฎีภูมิเป็น 224.49 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ดังแสดงในตารางที่ 4.7

## ตารางที่ 4.7

## สรุปต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มระบบทศนิยม

	มูลค่าปัจจุบัน	บาท/กิโลวัตต์	บาท/กิโลวัตต์/ปี	บาท/กิโลวัตต์/เดือน
การลงทุน	7,449,597,000	3,377.28 *	343.98 **	28.67 ***
การดำเนินงานและบำรุงรักษา	148,991,940		67.55 ****	5.63
การบริหารทั่วไป	89,395,164		40.53	3.38
รวม			452.06	37.68
รวมต้นทุนสะสม				224.49

หมายเหตุ : \*  $7,449,597,000 / 2,205,800 = 3,377.28$  บาท/กิโลวัตต์

\*\*  $3,377.28 / 9.8181 = 343.98$  บาท/กิโลวัตต์/ปี ( 9.8181 ได้จากตาราง Present value of ordinary Annuity of \$1 ที่อัตราดอกเบี้ย 8% และมีอายุ 20 ปี) ตามแนวกิจจากภาพที่ 4.1

\*\*\*  $343.98 / 12 = 28.67$  บาท/กิโลวัตต์/เดือน

\*\*\*\*  $148,991,940 / 2,205,800 = 67.55$  บาท/กิโลวัตต์/ปี

ตารางที่ 4.9 แสดงต้นทุนการขยายบริการการจำหน่ายไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Marginal Capacity Cost) ของการไฟฟ้านครหลวงแยกตามระบบไฟฟ้า โดยได้พิจารณาถึงต้นทุนความสูญเสียทางไฟฟ้าที่ระบบต่างๆด้วยการนำค่าความสูญเสียภาระทางไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load Losses) ซึ่งแสดงการคำนวณในตารางที่ 4.8 คูณกับต้นทุนที่คำนวณได้ ซึ่งตัวคูณความสูญเสียในระบบสายส่งเท่ากับ 1.0231 ตัวคูณความสูญเสียในระบบปฐมภูมิหรือระบบสายป้อนเท่ากับ 1.0728 และตัวคูณความสูญเสียในระบบทศนิยมหรือระบบจำหน่ายเท่ากับ 1.1280 ดังนั้นต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มหลังการปรับปรุงค่าความสูญเสียคือ 79.74 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ที่ระบบส่ง 200.41 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ที่ระบบปฐมภูมิ และ 253.22 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ที่ระบบทศนิยม

## ตารางที่ 4.8

แสดงค่าตัวคูณความสูญเสียภาระทางไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load Losses Multiplier)

ระบบไฟฟ้า	ความสูญเสียภาระไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละระบบ	ความสูญเสียภาระไฟฟ้าสูงสุดสะสม	ค่าตัวคูณความสูญเสียภาระไฟฟ้าสูงสุด*
ระบบส่ง	2.255%	2.255%	1.0231
ระบบปฐมภูมิ	4.533%	6.788%	1.0728
ระบบทศนิยม	4.563%	11.351%	1.1280

หมายเหตุ : \* ค่าตัวคูณความสูญเสียภาระไฟฟ้าสูงสุด =  $1 / (1 - \text{ความสูญเสียภาระไฟฟ้าสูงสุดสะสม})$

## ตารางที่ 4.9

สรุปต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่ม การไฟฟ้านครหลวง (2540 – 2544)

	บาท/กิโลวัตต์/เดือน	ต้นทุนความสูญเสีย	บาท/กิโลวัตต์/เดือน
ระบบสายส่ง	77.94	1.0231	79.74
ระบบปฐมภูมิ	186.81	1.0728	200.41
ระบบทุติยภูมิ	224.49	1.1280	253.22

**4.3.2 การคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่ม (Marginal Customer Cost)**

การพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงปี 2540 – 2544 จากแผนพัฒนาและปรับปรุงระบบพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 8 ของการไฟฟ้านครหลวง ดังตารางที่ 4.10 แสดงจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่พยากรณ์เพิ่มขึ้นจาก 2,030,960 ราย ในปี 2540 เป็น 2,477,800 รายในปี 2544 โดยที่มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทั้งหมด 548,570 ราย ในช่วงปี 2540 – 2544 หรือเพิ่มขึ้นปีละ 109,714 รายต่อปีโดยเฉลี่ย ซึ่งคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม ณ ปี 2540 ทั้งหมดเท่ากับ 471,082 ราย

## ตารางที่ 4.10

การพยากรณ์จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ปี 2540 – 2544

ปี	จำนวน (ราย)	ส่วนเพิ่ม	มูลค่าปัจจุบันจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนเพิ่ม*
2540	2,030,960	101,730	101,730
2541	2,139,270	108,310	100,284
2542	2,250,220	110,950	95,117
2543	2,363,810	113,590	90,168
2544	2,477,800	113,990	83,783
รวมส่วนเพิ่ม		548,570	471,082

\*ที่มา : จากแผนการปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้า ฉบับที่ 8 ปี 2540 – 2544 (คอลัมน์ 1–3)

หมายเหตุ : Discount Rate = 8% per annum (Real Rate)

จากข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงเดือนกันยายน 2539 มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้ารวม 1,830,589 ราย โดยแบ่งเป็นลูกค้าในระบบสายส่ง 52 ราย ระบบปฐมภูมิ 7,099 ราย และระบบทุติยภูมิเท่ากับ 1,823,438 ราย ซึ่งสามารถประมาณสัดส่วนลูกค้าได้คือจำนวนลูกค้าระบบปฐมภูมิคิดเป็น 0.387% และ 99.609% ในระบบทุติยภูมิ และเนื่องจากจำนวนของลูกค้าในระบบ

สายส่งมีสัดส่วนน้อยมาก ดังนั้นในการคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มจึงไม่คำนึงถึงต้นทุนของลูกค้าในระบบส่ง

อ้างถึงตารางที่ 4.1 - 4.4 ซึ่งแสดงการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวงและได้แบ่งการลงทุนต่างๆเป็นต้นทุนการขยายบริการและต้นทุนการบริการลูกค้า ในส่วนการลงทุนเกี่ยวกับการบริการลูกค้ารวมทั้งหมดมีมูลค่าเท่ากับ 9,131,051,200 บาท โดยได้แบ่งเป็นการลงทุนในระบบปฐมภูมิและทุติยภูมิเท่ากับ 7,323,797,200 บาท และการลงทุนในงานติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้ามีมูลค่าเท่ากับ 1,807,254,000 บาท เนื่องจากในแผนการลงทุนของการไฟฟ้านครหลวงไม่ได้มีการแบ่งแยกต้นทุนงานติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้าตามระบบไฟฟ้า ดังนั้นจึงได้แบ่งต้นทุนเครื่องวัดไฟฟ้าโดยการหาค่าเฉลี่ยน้ำหนักของการลงทุนในแต่ละระบบ จากข้อมูลของการไฟฟ้านครหลวงค่าใช้จ่ายการต่อเชื่อมและติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าระบบปฐมภูมิเท่ากับ 130,000 บาทต่อเครื่อง และระบบทุติยภูมิเท่ากับ 2,000 บาทต่อเครื่อง โดยข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเดือนมกราคม ปี 2540 มีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบปฐมภูมิเท่ากับ 7,099 ราย และในระบบทุติยภูมิเท่ากับ 1,823,438 ราย ดังนั้นการคำนวณหาค่าเฉลี่ยน้ำหนักของมูลค่าการลงทุนติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้าแสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{มูลค่าการลงทุนรวม} &= (7,099 \times 130,000) + (1,823,438 \times 2,000) \text{ บาท} \\ &= 4,569,746,000 \text{ บาท} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าเฉลี่ยน้ำหนักการลงทุนในระบบปฐมภูมิ} &= (7,099 \times 130,000) / 4,569,746,000 \\ &= 0.2020 \\ &= 20.20\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าเฉลี่ยน้ำหนักการลงทุนในระบบทุติยภูมิ} &= (1,823,438 \times 2,000) / 4,569,746,000 \\ &= 0.7980 \\ &= 79.80\% \end{aligned}$$

จากค่าเฉลี่ยน้ำหนักสามารถนำมาคำนวณต้นทุนการติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัดไฟฟ้าในแต่ละระบบปฐมภูมิเท่ากับ 365,065,308 บาท และในระบบทุติยภูมิเป็น 1,442,188,692 บาท ดังแสดงตารางที่ 4.11

## ตารางที่ 4.11

## การคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าแยกตามระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้า	จำนวนลูกค้า (ราย)	ต้นทุนต่อราย (บาท)	ค่าเฉลี่ยน้ำหนัก	มูลค่าการลงทุน (บาท)
ระบบปฐมภูมิ	7,099	130,000	20.20%	365,065,308 *
ระบบทุติยภูมิ	1,823,438	2,000	79.80%	1,442,188,692 **
รวม	1,830,537		100%	1,807,254,000

หมายเหตุ : \*  $1,807,254,000 \times 20.20\% = 365,065,308$  บาท

\*\*  $1,807,254,000 \times 79.80\% = 1,442,188,692$  บาท

ในแผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงยังมีการตั้งงบประมาณค่าใช้จ่ายในการเก็บเงินตั้งแต่ปี 2540 – 2544 ดังแสดงในตารางที่ 4.12 โดยมีค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มรวม 372,250,000 บาท ซึ่งค่าใช้จ่ายในการเก็บเงินเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มด้วยเช่นกัน

## ตารางที่ 4.12

## การพยากรณ์ค่าใช้จ่ายในการเก็บเงินส่วนเพิ่ม, 2540 – 2544

ปี	ค่าใช้จ่าย (บาท)	มูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540 ส่วนเพิ่ม(บาท)
2540	1,097,670,000	37,600,000
2541	1,159,520,000	61,850,000
2542	1,221,220,000	61,700,000
2543	1,322,420,000	101,200,000
2544	1,432,320,000	109,900,000
รวมส่วนเพิ่ม		372,250,000

ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง

จากตารางที่ 4.12 ต้นทุนในการเก็บเงินส่วนเพิ่มเท่ากับ 372,250,000 บาท เพื่อจุดประสงค์ในการแบ่งแยกต้นทุนตามระบบไฟฟ้าจึงใช้สัดส่วนจำนวนลูกค้า ณ ปี 2540 เป็นสัดส่วนอ้างอิงในการแบ่งต้นทุน โดยต้นทุนในระบบปฐมภูมิจะเป็น  $372,250,000 \times 0.39\% = 1,451,775$  บาท และต้นทุนในระบบทุติยภูมิเป็น  $372,250,000 \times 99.61\% = 370,798,225$  บาท

ตารางที่ 4.13  
สรุปต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่ม

ลำดับ	มูลค่าปัจจุบัน	บาท/ลูกค้า	บาท/ลูกค้า/ปี	บาท/ลูกค้า/เดือน
<b>ระบบปฐมภูมิ</b>				
การลงทุนระบบ	7,323,797,200	15,546.76*	1,583.48**	131.96***
การติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัด	365,065,308	198,729.07 <sup>^</sup>	29,616.41 <sup>^^</sup>	2,468.03 <sup>^^^</sup>
การจัดเก็บค่าไฟฟ้า	1,451,775	790.30	117.78	9.81
การดำเนินงานและบำรุงรักษา	146,475,944		310.94	25.91
การบริหารทั่วไป	87,885,566		186.56	15.55
รวม			31,815.17	2,651.26
<b>ระบบทุติยภูมิ</b>				
การลงทุนระบบ	7,323,797,200	15,546.76	1,583.48	131.96
การติดตั้งและเปลี่ยนเครื่องวัด	1,442,188,692	3,073.42	458.03	38.20
การจัดเก็บค่าไฟฟ้า	370,798,225	790.20	117.76	9.81
การดำเนินงานและบำรุงรักษา	146,475,944		310.94	25.91
การบริหารทั่วไป	87,885,566		186.56	15.55
รวม			2,656.77	221.43

หมายเหตุ: \*  $7,323,797,200 / 471,082 = 15,546.76$  บาท/ราย

\*\*  $15,546.76 / 9.8181 = 1,583.48$  (ตัวเลข 9.8181 เบ็ดจากตาราง Present value of ordinary annuity of \$1 ที่อัตราดอกเบี้ย 8% และมีอายุ 20 ปี) ตามแนวคิดจากภาพที่ 4.1

\*\*\*  $1,583.48 / 12 = 131.96$  บาท/ราย/เดือน

<sup>^</sup>  $365,065,308 / 1,837 = 198,729.07$  บาท/ราย

<sup>^^</sup>  $198,729.07 / 6.7101 = 29,616.41$  บาท/ราย/ปี

<sup>^^^</sup>  $29,616.41 / 12 = 2,468.03$  บาท/ราย/เดือน

ตารางที่ 4.13 แสดงการคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มแยกตามระบบปฐมภูมิและระบบทุติยภูมิ โดยให้ต้นทุนค่าเครื่องวัดและต้นทุนจัดเก็บค่าไฟฟ้านับตามอายุการใช้งานของเครื่องวัดคือ 10 ปี ส่วนต้นทุนการลงทุนระบบยังคงให้มีอายุการใช้งานเท่ากับ 20 ปี ตามข้อกำหนดอายุการใช้งานของการลงทุนระบบทุติยภูมิ ซึ่งต้นทุนดำเนินงาน การซ่อมบำรุงและต้นทุนการบริหารทั่วไปคิดเป็นร้อยละ 2 และร้อยละ 1.2 ต่อปี (ของต้นทุนการลงทุนทั้งหมด) นอกจากนี้ในส่วนของจำนวนลูกค้าที่เพิ่มขึ้นในช่วงปี 2540 - 2544 มีทั้งหมด 548,570 รายและคิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน ณ ปี 2540 เท่ากับ 471,082 ราย โดยแบ่งจำนวนลูกค้าในระบบปฐมภูมิและทุติยภูมิตามสัดส่วนของข้อมูล

จำนวนลูกค้าในปี 2539 ดังนั้นมูลค่าปัจจุบันจำนวนลูกค้าส่วนเพิ่มในระบบปฐมภูมิจะเท่ากับ 1,837 ราย และในระบบทุติยภูมิเท่ากับ 469,245 ราย

สำหรับต้นทุนการติดตั้ง เปลี่ยนเครื่องวัดและต้นทุนการจัดเก็บค่าไฟฟ้าเป็นต้นทุนที่ขึ้นกับจำนวนลูกค้าในแต่ละระบบ ส่วนต้นทุนอื่นๆเป็นต้นทุนเฉลี่ยของจำนวนลูกค้าทุกระบบ จึงมีต้นทุนเฉลี่ยต่อลูกค้า 1 รายในส่วนนี้เท่ากันทั้งในระบบปฐมภูมิและทุติยภูมิ ดังนั้นจะได้ผลการคำนวณต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มในระบบปฐมภูมิเท่ากับ 31,815.17 บาท/ราย/ปี และ 2,651.26 บาท/ราย/เดือน โดยต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มในระบบทุติยภูมิเท่ากับ 2,656.77 บาท/ราย/ปี และ 221.43 บาท/ราย/เดือน ตามลำดับ

สรุปการคำนวณต้นทุนการขยายบริการส่วนเพิ่มและต้นทุนการบริการลูกค้าส่วนเพิ่มของการไฟฟ้านครหลวง จากหัวข้อที่ 4.3.1 และ 4.3.2 แยกตามระบบไฟฟ้า และผลการคำนวณในตารางที่ 4.9 และตารางที่ 4.13 โดยแสดงการสรุปต้นทุนดังตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14

สรุปต้นทุนส่วนเพิ่มการจำหน่ายพลังงาน ไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ระบบไฟฟ้า	ต้นทุนขยายบริการส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)	ต้นทุนบริการลูกค้าส่วนเพิ่ม (บาท/ราย/เดือน)
ระบบสายส่ง	79.74	-
ระบบปฐมภูมิ	200.41	2,651.26
ระบบทุติยภูมิ	253.22	221.43