บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยการใช้ต้นทุนทรัพยากรภายในประเทศ และผลได้สุทธิต่อประเทศ

การทำวิจัยในครั้งนี้ สามารถแบ่งผลการวิเคราะห์ข้อมูลออกเป็น 3 ส่วนหลักๆ ตามวิธีการวิเคราะห์ข้อมูล ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทนำ

4.1 การคำนวณต้นทุนทรัพยากรภายในประเทศ (DRC)

โดยคำนิยามแล้ว ต้นทุนทรัพยากรภายในประเทศ (DRC) หมายถึง ต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากรภายในประเทศที่ใช้ในการผลิตสินค้าเพื่อให้ได้มาซึ่งเงินตราต่างประเทศหนึ่งหน่วยในกรณีที่ผลิตเพื่อส่งออก หรือประหยัดเงินตราต่างประเทศไว้ได้หนึ่งหน่วยในกรณีที่ผลิตเพื่อทดแทนการนำเข้า

4.1.1 ขั้นตอนการคำนวณ DRC

1) แยกปัจจัยการผลิตออกเป็นปัจจัยการผลิตพื้นฐาน (Primary Factor Cost) , ปัจจัยการผลิตที่สามารถค้าระหว่างประเทศได้ (Tradable Inputs) และปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถค้าระหว่างประเทศได้ (Non - Tradable Inputs)

2) นำต้นทุนของปัจจัยการผลิตมาแยกเป็นภายในประเทศและต่างประเทศ โดยปัจจัยการผลิตพื้นฐาน จะมีต้นทุนเป็นต้นทุนภายในประเทศ ปัจจัยการผลิตที่สามารถค้าระหว่างประเทศได้ จะมีต้นทุนเป็นต้นทุนต่างประเทศ และปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถค้าระหว่างประเทศได้ ต้นทุนจะเป็นทั้งต้นทุนภายในประเทศและต่างประเทศ โดยการนำเอามูลค่าปัจจัยการผลิตแต่ละชนิด ณ ราคาที่แท้จริง ไปคูณกับสัดส่วนการนำเข้าของปัจจัยการผลิตแต่ละชนิด จะได้มูลค่าปัจจัยการผลิตที่เป็นส่วนต่างประเทศ (Foreign cost) นำค่าที่ได้นี้ไปลบออกจากมูลค่าปัจจัยการผลิตรวมของแต่ละชนิด จะได้มูลค่าของปัจจัยการผลิตแต่ละชนิดภายในประเทศ (Domestic cost)

3) รวมมูลค่าปัจจัยการผลิตแต่ละชนิดที่เป็นต้นทุนภายในประเทศ และต่างประเทศ แล้วนำไปแทนค่าในสูตร DRC

4.1.2 สูตร DRC ที่ใช้ในการคำนวณ

โดยการวัดความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะใช้สูตรของ ดร.ณรงค์ชัย อัครเศรณี ซึ่งแสดงออกมาในรูปของปัจจัยการผลิตทางตรง และปัจจัยการผลิตพื้นฐาน ดังนี้

$$DRC = \frac{\sum_{s=2}^{m} f_{sj}V_s + \sum_{i=1}^{m} (a_{ij}P_i)(1-\alpha_i)}{Uj - Mj}$$

เมื่อ f_{sj} = ปัจจัยการผลิตเบื้องต้น $S = 1 \ldots . m$

a_{ij} = ปัจจัยการผลิตระดับกลางในประเทศ และปัจจัยการผลิตอื่นๆ โดยมี i ที่ใช้ในอุตสาหกรรม j

V_s = ราคาที่แท้จริง (shadow price) ของ f_s

P_i = ราคาตามบัญชี ของ a_{ij}

Uj = มูลค่าของสินค้าออก (หรือเข้า) ในรูปเงินตราต่างประเทศ

Mj = ต้นทุนทางตรงและทางอ้อมในการผลิตสินค้า j ที่มาจากต่างประเทศ

α_i = สัดส่วนของการนำเข้าในปัจจัยการผลิต

โดยมีข้อสมมติในการคำนวณ ดังนี้

1) ราคาตลาดโลกของผลผลิต (ก๊าซปิโตรเลียมเหลว) กำหนดให้เป็นตัวแปรภายนอก และสามารถประมาณค่าได้

2) กำหนดให้ปัจจัยการผลิตไม่สามารถทดแทนกันได้ และราคาเปรียบเทียบของปัจจัยการผลิตคงที่

3) การผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เป็นแบบผลตอบแทนคงที่ (constant return to scale)

4) ราคาที่เป็นจริง (shadow price) ของปัจจัยการผลิตและผลผลิต ซึ่งสามารถใช้แทนต้นทุนค่าเสียโอกาสที่แท้จริงของปัจจัยการผลิต (true opportunity cost of factor) และมูลค่าของความหายากที่แท้จริงของผลผลิต (true scarcity value of commodities) สามารถคำนวณหาได้

5) ต้นทุนการผลิตที่คิดเป็นเงินตราต่างประเทศ (true foreign exchange cost of production) สามารถคำนวณหาค่าได้

และก่อนที่จะคำนวณหาค่า DRC ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 และ 2 จำเป็นจะต้องทราบค่า Uj ในสูตร DRC ก่อน ซึ่งเราสามารถหาค่า Uj ได้จากข้อมูลต่อไปนี้

ตารางที่ 4.1.1 ปริมาณและมูลค่าการส่งออก LPG ไปต่างประเทศปี พ.ศ.2538

	มกราคม - ธันวาคม 1995	
	ปริมาณ (กก.)	มูลค่า เอฟ.โอ.บี. (บาท)
1. จีน	50,689,925	259,725,658
2. มาเลเซีย	20,485,113	117,734,922
3. เวียดนาม	23,790,000	113,366,922
4. กัมพูชา	4,302,480	44,056,301
5. สวิตเซอร์แลนด์	7,600,000	27,867,056
6. สิงคโปร์	5,321,231	23,424,826
7. ลาว	712,000	6,147,900
8. ฮ่องกง	1,215,960	5,879,040
9. พม่า	221,100	1,995,400
10. ไต้หวัน	27,700	281,461
11. สหรัฐอเมริกา	8,000	69,628
รวม	114,373,509	600,548,709

SOURCE : FOREIGN TRADE STATISTICS OF THAILAND 1995 (EXPORTS)

THAI CUSTOMS DEPARTMENT , FINANCE MINISTRY

ดังนั้น ค่า Uj ที่จะนำไปแทนค่าในสูตร DRC = $\frac{600,548,709}{114,373.509}$ = 5,250.7675 บาท/ตัน

ก่อนที่จะเข้าไปในรายละเอียดของต้นทุนก๊าซปิโตรเลียมเหลว จะขอกล่าวถึงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติ

การพัฒนาก๊าซธรรมชาติ

โดยเริ่มแรกหลังจากที่มีการค้นพบก๊าซธรรมชาติจำนวนมากในอ่าวไทย ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2516 และเพื่อให้การใช้ก๊าซธรรมชาติเกิดประโยชน์สูงสุดแก่ประเทศ รัฐบาลได้มอบหมายให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย เป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติใต้ทะเล ในปี พ.ศ. 2522 เป็นระยะทาง 425 กิโลเมตร จากแหล่งเอราวัณกลางอ่าวไทยมาขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยอง และได้

วางท่อบนบกอีก 169 กิโลเมตร ไปยังโรงไฟฟ้าบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา และโรงไฟฟ้าพระนครใต้ จังหวัดสมุทรปราการ โดยสามารถส่งก๊าซธรรมชาติไปใช้เป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันเตา ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้เป็นครั้งแรกในปี พ.ศ. 2524 หลังจากนั้นบริษัทปูนซีเมนต์ไทย จำกัด ได้วางท่อบนบกอีก 17 กิโลเมตร เพื่อนำก๊าซธรรมชาติไปเป็นเชื้อเพลิงในโรงงานปูนซีเมนต์ที่ ท่าหลวง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และที่อำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี

ต่อมาได้มีการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 ขึ้นที่ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง ในพื้นที่มากกว่า 800 ไร่ ด้วยมูลค่าการก่อสร้าง 7.36 พันล้านบาท ซึ่งเริ่มเปิดดำเนินการ เมื่อปี พ.ศ. 2528 มีความสามารถในการแยกก๊าซธรรมชาติได้วันละ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีวัตถุประสงค์ในการแยกก๊าซมีเทน ก๊าซอีเทน ก๊าซโพรเพน ก๊าซบิวโตรเลียมเหลว ก๊าซโซลีนธรรมชาติ รวมทั้งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วย ต่อมาเมื่อความต้องการใช้ก๊าซบิวโตรเลียมเหลวภายในประเทศมีปริมาณสูงขึ้น ประกอบกับการพัฒนาอุตสาหกรรมปิโตรเคมีของประเทศไทยกำลังเริ่มต้น รัฐบาลจึงอนุมัติให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย ดำเนินการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2 ขึ้น ในบริเวณเดียวกับหน่วยที่ 1 มีความสามารถในการแยกก๊าซธรรมชาติได้วันละ 250 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีวัตถุประสงค์ในการแยกก๊าซมีเทน ก๊าซอีเทน ก๊าซโพรเพน ก๊าซบิวโตรเลียมเหลว และก๊าซโซลีนธรรมชาติ แต่จะไม่มีหน่วยกำจัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และได้เปิดดำเนินการ ในปี พ.ศ. 2534 ทำให้มีความสามารถในการผลิตพอเพียงสำหรับการส่งออกก๊าซบิวโตรเลียมเหลว

ต่อมาเมื่อความต้องการใช้ก๊าซบิวโตรเลียมเหลวภายในประเทศขยายตัวขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในโครงการพัฒนาชายฝั่งทะเลตะวันออกมีความต้องการใช้ก๊าซบิวโตรเลียมเหลวในปริมาณที่สูงเพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิต โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 3 จึงเกิดขึ้นในบริเวณกับหน่วยที่ 1 และหน่วยที่ 2 มีความสามารถในการแยกก๊าซธรรมชาติได้วันละ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีวัตถุประสงค์ในการแยกก๊าซเช่นเดียวกับหน่วยที่ 2 และเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2540

จากการที่การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยได้ขยายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยนำก๊าซธรรมชาติจากแหล่งบงกชในอ่าวไทยมาใช้ประโยชน์ในภาคใต้ จึงมีการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 4 (โรงแยกก๊าซธรรมชาติขนอม) ขึ้น บริเวณ ตำบลท้องเนียน อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยมีความสามารถในการแยกก๊าซธรรมชาติได้วันละ 230 ล้านลูกบาศก์ฟุต และเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. 2539 โดยมีวัตถุประสงค์สำคัญเพื่อผลิตก๊าซบิวโตรเลียมเหลว และก๊าซโซลีนธรรมชาติ เพื่อสนองความต้องการภายในประเทศ โดยเฉพาะในเขตพื้นที่ภาคใต้ โดยไม่จำเป็นต้องนำเข้าจากต่างประเทศ หรือส่งมาจากคลังในภาคตะวันออก และเพื่อการส่งออกไปจำหน่ายยังต่างประเทศในกรณีที่การผลิตมีเกินความต้องการใช้ภายในประเทศ สำหรับก๊าซมีเทนที่ได้จากการแยกก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งให้กับโรงไฟฟ้าขนอมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

ตารางที่ 4.1.2 ต้นทุนLPG ต่อเดือน ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ หน่วยที่ 1 และ 2 ในปี พ.ศ. 2538

รายการ	โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 1	โรงแยกก๊าซหน่วยที่ 2
	LPG	LPG
มูลค่าที่ได้จากการผลิต		
- ปริมาณ (ตัน)	24,099.646	27,100.870
- ราคาต่อหน่วย (บาท/กก.)	5.216	5.216
- มูลค่า (ล้านบาท)	125.696	141.350
ค่าใช้จ่ายของวัตถุดิบ		
- ราคาวัตถุดิบต่อหน่วย (บาท/MMBTU)	74.100	74.100
- ปริมาณค่าความร้อน (MMBTU)	1,080,400	1,124,682
- ต้นทุนวัตถุดิบ (บาท/กก.)	3.322	3.075
- รวมค่าวัตถุดิบ (ล้านบาท)	80.058	83.339
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (ล้านบาท)		
- ค่าเงินเดือน ค่าจ้างและสวัสดิการ	2.028	3.210
- ค่าพัฒนาพนักงาน และค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	0.018	0.029
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงแยกก๊าซธรรมชาติ	0.399	0.244
- ค่าใช้จ่ายสำนักงาน	0.767	0.782
- ค่าเช่า	0.020	0.032
- ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสำนักงาน	0.113	0.179
- ค่าเชื้อเพลิงและวัสดุต่างๆ	0.121	0.192
- ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด	0.205	0.325
- ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (ค่าเสื่อมราคา)	10.133	5.469
- ค่าใช้จ่ายในการผลิต	9.242	6.969
- ค่าใช้จ่ายในการบริหารส่วนกลาง	0.348	0.550
รวมค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	23.394	17.981
รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด (ล้านบาท)	103.452	101.320

ที่มา : ฝ่ายตลาดผลิตภัณฑ์ การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย

สำหรับต้นทุนการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 และหน่วยที่ 2 สามารถแจกแจงจากตารางที่ 4.1.2 ได้ดังนี้

1) ต้นทุนปัจจัยการผลิตพื้นฐาน (primary factor cost) ประกอบด้วย ค่าเงินเดือน ค่าจ้างและสวัสดิการ , ค่าพัฒนาพนักงาน และค่าใช้จ่ายในการเดินทาง และค่าเสื่อมราคา ซึ่งส่วนใหญ่เป็นค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักร

2) ต้นทุนปัจจัยการผลิตที่สามารถค้าระหว่างประเทศได้ (tradable inputs) ประกอบด้วย ค่าวัตถุดิบหรือค่าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยจะต้องจ่ายเป็นเงินตราต่างประเทศให้กับบริษัทยูโนแคล จำกัด และค่าเชื้อเพลิงและวัสดุต่างๆ เช่น สารเคมีที่การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยจะต้องจ่ายเป็นเงินตราต่างประเทศให้กับบริษัทนำเข้าสารเคมีเหล่านั้น ได้แก่ บริษัทสยามเคมีภัณฑ์ จำกัด เป็นต้น

3) ต้นทุนปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถค้าระหว่างประเทศได้ (non-tradable inputs) ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงแยกก๊าซ ซึ่งคิดเป็นค่าสำรองอะไหล่ (spare part) ที่ต้องมีการนำเข้าจากต่างประเทศประมาณ 90 % , ค่าใช้จ่ายสำนักงานซึ่งได้รวมค่าประกันภัยไว้ด้วย , ค่าเช่า เช่น ค่าเช่ารถ , ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษาสำนักงาน , ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด เช่น ค่ากระดาษ อุปกรณ์สำนักงาน , ค่าใช้จ่ายในการผลิต เช่น ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายในการบริหารส่วนกลาง(สำนักงานใหญ่)

โดยสามารถคำนวณต้นทุนทรัพยากรภายในประเทศ (DRC) ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 และหน่วยที่ 2 ได้ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1.3 และ 4.1.4 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.1.3 DRC ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1

(หน่วย : บาท/ตัน)

	ภายในประเทศ		ต่างประเทศ	
	ทางตรง	ทางอ้อม	ทางตรง	ทางอ้อม
<u>ต้นทุนปัจจัยการผลิตพื้นฐาน</u>				
1) ค่าเงินเดือน ค่าจ้างและสวัสดิการ	84.1506			
2) ค่าพัฒนาพนักงาน และค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	0.7469			
3) ค่าเสื่อมราคา	420.4626			
<u>ต้นทุนปัจจัยการผลิตที่สามารถค้าระหว่างประเทศได้</u>				
1) ค่าวัตถุดิบ (Natural Gas)			3,321.9575	
2) ค่าเชื้อเพลิง และวัสดุต่างๆ			5.0208	
<u>ต้นทุนปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถค้าระหว่างประเทศได้</u>				
1) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงแยกก๊าซ	16.5563			
สัดส่วนของการนำเข้า 90%		-14.9007		+14.9007
2) ค่าใช้จ่ายสำนักงาน	31.8262			
3) ค่าเช่า	0.8299			
4) ค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษาสำนักงาน	4.6889			
5) ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด	8.5063			
6) ค่าใช้จ่ายในการผลิต	383.4911			
7) ค่าใช้จ่ายในการบริหารส่วนกลาง	14.4400			
	965.6988	-14.9007	3,326.9783	+14.9007

$\sum \bar{f}_s V_s$ = 950.7981 Mj = 3,341.8790

$$DRC_{LPG} \text{ (FROM GSP 1)} = \frac{950.7981}{(5,250.7675 - 3,341.8790)/24.89} = 12.40 \text{ บาท/\$}$$

ตารางที่ 4.1.4 DRC ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2

(หน่วย : บาท/ตัน)

	ภายในประเทศ		ต่างประเทศ	
	ทางตรง	ทางอ้อม	ทางตรง	ทางอ้อม
<u>ต้นทุนปัจจัยการผลิตพื้นฐาน</u>				
1) ค่าเงินเดือน ค่าจ้างและสวัสดิการ	118.4464			
2) ค่าพัฒนาพนักงาน และค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	1.0701			
3) Depreciation	201.8016			
<u>ต้นทุนปัจจัยการผลิตที่สามารถค้าระหว่างประเทศได้</u>				
1) ค่าวัตถุดิบ (Natural Gas)			3,075.1411	
2) ค่าเชื้อเพลิง และวัสดุต่างๆ			7.0846	
<u>ต้นทุนปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถค้าระหว่างประเทศได้</u>				
1) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงแยกก๊าซ	9.0034			
สัดส่วนของการนำเข้า 90%		-8.1031		+8.1031
2) ค่าใช้จ่ายสำนักงาน	28.8552			
3) ค่าเช่า	1.1808			
4) ค่าซ่อมแซม และบำรุงรักษาสำนักงาน	6.6050			
5) ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด	11.9922			
6) ค่าใช้จ่ายในการผลิต	257.1504			
7) ค่าใช้จ่ายในการบริหารส่วนกลาง	20.2946			
	656.3997	-8.1031	3,082.2257	+8.1031

$\sum \bar{f}_s V_s$ = 648.2966 Mj = 3,090.3288

$$DRC_{LPG} \text{ (FROM GSP 2)} = \frac{648.2966}{(5,250.7675 - 3,090.3288)/24.89} = 7.47 \text{ บาท/\$}$$

4.2 การคำนวณอัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง (Shadow exchange rate) ปี 2538

จะใช้สูตรของ Bela Balassa ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทนำ

4.2.1 การคำนวณความยืดหยุ่นของอุปทานเงินตราต่างประเทศ (E_f)

ความยืดหยุ่นของอุปทานเงินตราต่างประเทศ $E_f = \frac{E_x (n_x - 1)}{E_x + n_x}$

E_x = ความยืดหยุ่นของอุปทานในสินค้าออก

n_x = ความยืดหยุ่นของอุปสงค์ในสินค้าออก

การคำนวณความยืดหยุ่นของอุปสงค์ และอุปทานในสินค้าออกได้ใช้ตัวเลขการส่งสินค้าออกที่สำคัญ 5 ชนิด ได้แก่ เสื้อผ้าสำเร็จรูป ยางพารา ข้าว น้ำตาล และมันสำปะหลัง โดยใช้ข้อมูลอนุกรมเวลา ในปี 2527 - 2538 มาคำนวณตามวิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Ordinary Least Square) (ดูวิธีการคำนวณที่ภาคผนวก ก.)

X = มูลค่าสินค้าออก (ล้านบาท)

สินค้าออก	ปี 2538 (ล้านบาท)	n_x จากภาคผนวก ก. สมการที่ 1.3.1 - 1.3.5	E_x จากภาคผนวก ก. สมการที่ 1.3.6 - 1.3.10	E_f	E_fX
เสื้อผ้าสำเร็จรูป	102,019.3	1.1534	1.4456	0.0853	8,702.25
ยางพารา	61,260.7	0.3928	1.0350	-0.4402	-26,966.96
ข้าว	48,626.8	1.0708	1.2705	0.0384	1,867.27
น้ำตาล	20,723.5	0.3871	0.2987	-0.2669	-5,531.10
มันสำปะหลัง	18,253.3	1.3656	2.5506	0.2381	4,346.11
				$\sum E_fX$	= -17,582.43

หมายเหตุ การคำนวณความยืดหยุ่นจะใช้ค่าสัมบูรณ์ (Absolute Value) ไม่คิดเครื่องหมาย

4.2.2 การคำนวณความยืดหยุ่นของอุปสงค์ในสินค้าเข้า

ได้แบ่งสินค้าเข้าออกเป็น 4 ประเภท คือ สินค้าบริโภค สินค้ากึ่งสำเร็จรูปและวัตถุดิบ สินค้าประเภททุน และสินค้านำเข้าอื่นๆ การคำนวณความยืดหยุ่นของอุปสงค์ในสินค้าเข้า จะใช้ข้อมูลในปี 2527-2538 โดยใช้วิธีกำลังสองน้อยที่สุด(Ordinary Least Square)(ดูวิธีการคำนวณที่ภาคผนวก ก.)

M = มูลค่าสินค้าเข้า (ล้านบาท)

สินค้าเข้า	ปี 2538 (ล้านบาท)	n_m จากภาคผนวก ก. สมการที่ 2.1 - 2.4	n_mM
(1) สินค้าบริโภค	181,828	1.0828	196,883.36
(2) สินค้ากึ่งสำเร็จรูป และวัตถุดิบ	509,593	1.4283	727,851.68
(3) สินค้าประเภททุน	801,813	0.2585	207,268.66
(4) สินค้านำเข้าอื่นๆ	270,353	4.2726	1,155,110.23
		$\sum n_mM$ =	2,287,113.93

4.2.3 การคำนวณอัตราภาษีส่งออก และอัตราภาษีนำเข้า ปี 2538

$$\text{อัตราภาษีส่งออก} = \frac{\text{อากรขาออก}^{1/}}{\text{มูลค่าส่งออกทั้งหมด}^{2/}} = \frac{8}{1,406,311} = 5.69 \times 10^{-6}$$

$$\text{อัตราภาษีนำเข้า} = \frac{\text{อากรขาเข้า}^{1/}}{\text{มูลค่านำเข้าทั้งหมด}^{2/}} = \frac{127,124}{1,763,587} = 7.21 \times 10^{-2}$$

ที่มา : 1/ รายงานประจำปี 2540 กรมศุลกากร

2/ Monthly Bulletin , December 1996

4.2.4 การคำนวณอัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง

$$\frac{\text{อัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง}}{\text{อัตราแลกเปลี่ยนทางการ}} = \frac{-17{,}582.43 + 2{,}287{,}113.93}{\dfrac{-17{,}582.43}{\left[1 + (5.69 \times 10^{-6})\right]} + \dfrac{2{,}287{,}113.93}{\left[1 + (7.21 \times 10^{-2})\right]}}$$

$$= \frac{2{,}269{,}531.50}{-17{,}582.33 + 2{,}133{,}302.80}$$

$$\text{อัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง} = \frac{2{,}269{,}531.50}{2{,}115{,}720.47} \times \text{อัตราแลกเปลี่ยนทางการ}$$

$$= \frac{2{,}269{,}531.50}{2{,}115{,}720.47} \times 24.89$$

$$= 26.70 \quad \text{บาท/\$}$$

อัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง (ปี 2538) = 26.70 บาท/$

โดยอัตราแลกเปลี่ยนทางการ ปี 2538 คือ 1 ดอลลาร์ เท่ากับ 24.89 บาท

ผลการคำนวณ DRC ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ หน่วยที่ 1 และ 2 (ณ อัตราแลกเปลี่ยนทางการ 24.89 บาทต่อ 1 ดอลลาร์) สามารถเปรียบเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง ในปี 2538 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 26.70 บาท ต่อ 1 ดอลลาร์

LPG	DRC	DRC/V_1
โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1	12.40	0.46
โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2	7.47	0.28

V_1 = อัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง ปี 2538

จากการคำนวณ DRC ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ หน่วยที่ 1 และ 2 เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริงในปีเดียวกัน จะเห็นได้ว่า DRC ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว ทั้ง 2 โรง มีค่าต่ำกว่าอัตราแลกเปลี่ยนที่แท้จริง อันจะบ่งบอกถึง การลงทุนผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบ (Comparative Advantage)

4.3 การคำนวณผลได้สุทธิต่อประเทศ (NSP) ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว

จะใช้สูตรการคำนวณ NSP จากกลุ่มสมการที่ (6) และ (7) ในบทนำดังที่ได้กล่าวไว้แล้ว

4.3.1 NSP ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1

$$NSP_j = (V_1 - DRC_j)(U_j - M_j - Y_j)$$

$$NSP_j = (V_1 - DRC_j)(NVA_j)$$

$$NSP_{LPG}(\text{FROM GSP1}) = [V_1 - DRC_{LPG}(\text{FROM GSP1})][NVA_{LPG}(\text{FROM GSP1})]$$

$$= (26.70 - 12.40)[(5{,}250.7675 - 3{,}341.8790)/24.89]$$

$$= 14.30\ (76.69)$$

$$= 1{,}096.67$$

NSP ของการผลิต LPG 1 ตัน จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 = 1,096.67 บาท ซึ่งมีจำนวนเงินตราต่างประเทศที่หาได้สุทธิ 76.69 ดอลลาร์ โดยแต่ละดอลลาร์ที่หาได้สุทธิ จะมีกำไรสุทธิ 14.30 บาท

4.3.2 NSP ของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2

$$NSP_i = (V_1 - DRC_j)(U_j - M_j - Y_j)$$

$$NSP_j = (V_1 - DRC_j)(NVA_j)$$

$$NSP_{LPG}(\text{FROM GSP2}) = \left[V_1 - DRC_{LPG}(\text{FROM GSP2}) \right] \left[NVA_{LPG}(\text{FROM GSP2}) \right]$$

$$= (26.70 - 7.47) \left[(5,250.7675 - 3,090.3288)/24.89 \right]$$

$$= 19.23\ (86.80)$$

$$= 1,669.16$$

NSP ของการผลิต LPG 1 ตัน จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2 = 1,669.16 บาท ซึ่งมีจำนวนเงินตราต่างประเทศที่หาได้สุทธิ 86.80 ดอลลาร์ โดยแต่ละดอลลาร์ที่หาได้สุทธิ จะมีกำไรสุทธิ 19.23 บาท

ผลิต LPG 1 ตัน	NSP (บาท)
โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1	1,096.67
โรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 2	1,669.16

ผลจากการคำนวณ จะเห็นได้ว่าการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว 1 ตันจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 และ 2 ก่อให้เกิดผลได้สุทธิต่อประเทศ โดยประมาณเท่ากับ 1,096.67 และ 1,669.16 บาท ตามลำดับ และจากผลได้สุทธิที่เกิดขึ้นต่อประเทศของการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว จากโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 และหน่วยที่ 2 ในปี พ.ศ. 2538 เป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้มีการลงทุนขยายตลาดก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยการสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 3 และหน่วยที่ 4 ขึ้น ประกอบกับความต้องการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวภายในประเทศขยายตัวขึ้น โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในโครงการพัฒนาชายฝั่งตะวันออก และจากการที่การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยขยายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเพื่อนำก๊าซธรรมชาติจากแหล่งบงกชในอ่าวไทยมาใช้ประโยชน์ในภาคใต้ โดยไปขึ้นฝั่งที่บริเวณโรงแยกก๊าซขนอม ทำให้สามารถประหยัดเงินชดเชยค่าขนส่งซึ่งมีกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นผู้จ่ายชดเชยให้แก่คลังก๊าซสุราษฎร์ธานี และสงขลา โดยสามารถจ่ายเงินชดเชยในอัตราที่ต่ำกว่าเดิม ซึ่งแต่เดิมคิดอัตราชดเชยจากส่วนกลาง (คลังบ้านโรงโป๊ะ และท่าเรือเขาบ่อยา ที่ศรีราชา จังหวัดชลบุรี) มาเปลี่ยนเป็นคิดอัตราชดเชยค่าขนส่งจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติขนอมแทน และหลังจากที่มีการเปิดดำเนินการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติขนอม เมื่อต้นปี พ.ศ. 2539 สภาพการแข่งขันในตลาดการค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวก็เริ่มเปลี่ยนแปลงในทางที่สูงขึ้น และรัฐบาลเองก็ได้มีการเพิ่มสภาพการแข่งขันในตลาดการค้าก๊าซปิโตรเลียมเหลวเข้าไป เพื่อเป็นการเตรียมพร้อมและสอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาลที่จะมีการยกเลิกการควบคุมราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว อาทิ เช่น การยกเลิกการควบคุมการนำเข้า ซึ่งมี

ผลตั้งแต่วันที่ 27 ธันวาคม 2540 เป็นต้นมา และการให้การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยเป็นผู้รับจ้างขนส่งและเก็บรักษาก๊าซของผู้ค้าก๊าซทุกราย (Third party Access) โดยผู้ค้าก๊าซทุกรายสามารถจะใช้บริการคลังก๊าซภูมิภาค และบริการระบบการขนส่งก๊าซของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย เนื่องจากการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยยังมีความสามารถ (capacity) ในส่วนนี้เหลืออยู่มาก โดยการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยจะต้องดำเนินการบนพื้นฐานเชิงธุรกิจ (Commercial Basis) ดูแลลูกค้าทุกรายเท่าเทียมกัน (Non-discriminating Basis) ซึ่งทางสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ จะทำหน้าที่กำกับดูแลการกำหนดค่าบริการให้อยู่ในระดับเหมาะสม