บทที่ 5

กรณีศึกษาโรงงานน้ำตาลตัวอย่าง

ในบทนี้จะกล่าวถึงการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของโรงงานน้ำตาลตัวอย่าง รายละเอียดของการคำนวณแสดงในภาคผนวก ข โรงงานน้ำตาลตัวอย่างตั้งอยู่ในเขตภาคกลางของประเทศไทย โรงงานดังกล่าวผลิตน้ำตาลทรายดิบ น้ำตาลทรายขาว และโมลาส เป็นหลัก

โรงงานน้ำตาลดังกล่าวมีแนวโน้มของการหีบอ้อยเพิ่มขึ้นทุกปี ดังแสดงในภาคผนวก ฌ โดยอัตราการหีบอ้อยในปี 2532/33 เท่ากับ 420.12 ตันอ้อยต่อชั่วโมง อัตราการหีบอ้อยซึ่งนำมาใช้คำนวณในการศึกษาครั้งนี้ได้จากการพยากรณ์ด้วยเทคนิค LINEAR REGRESSION แสดงในภาคผนวก น โรงงานจะเดินเครื่องจักรตลอด 24 ชั่วโมงในแต่ละวัน จำนวนวันในการผลิตแต่ละปีขึ้นกับปริมาณอ้อยเข้าหีบ ซึ่งมีค่าไม่คงที่โดยปริมาณอ้อยเข้าหีบได้กล่าวไว้แล้วในบทที่ 4 ส่วนข้อมูลด้านการผลิตต่าง ๆ ของโรงงานที่จะนำมาใช้คำนวณในการศึกษาครั้งนี้แสดงในภาคผนวก ฏ

5.1 การผลิตและการใช้พลังงาน

5.1.1 ไฟฟ้า

โรงงานน้ำตาลตัวอย่างได้ทำการผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อใช้งานในโรงงานในช่วงฤดูหีบ และซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งในและนอกฤดูหีบ โดยในปัจจุบันโรงงานมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้ารวม17,500กิโลวัตต์ จากข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและปริมาณอ้อยเข้าหีบของโรงงานในปี 2529/30-2532/33 (ภาคผนวก ฏ) แสดงให้เห็นว่ากาผลิตไฟฟ้าแปรตามปริมาณอ้อยที่เข้าหีบ ส่วนปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่าไม่แนน่อนขึ้นกับจำนวนชั่วโมงที่อ้อยขาดรางและอื่นๆ ดังนั้นปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงใช้ข้อมูลปี 2532/33 เป็นฐานในการคำนวณ โดยปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อเท่ากับ 7.3 เปอร์เซนต์ ของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ภาคผนวก ด แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าของรัฐปี 2532-2534

ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ทั้งในและนอกฤดูหีบ ประมาณเท่ากับ 85.25 เปอร์เซนต์ของปริมาณไฟฟ้าซึ่งผลิตใช้เอง ส่วนปริมาณไฟฟ้าที่จะต้องซื้อจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็น 14.75 เปอร์เซนต์ ของไฟฟ้าที่ผลิตใช้เอง ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าของรัฐจะนำมาใช้ในช่วงนอกฤดูหีบและช่วงหยุดการผลิตไฟฟ้า เพื่อการจำหน่ายรวม 45 วัน และการทดแทนไฟฟ้าในช่วงฤดูหีบเท่ากับ 14.44 เปอร์เซนต์ของปริมาณไฟฟ้าทดแทนทั้งหมด

5.1.2 ไอน้ำ

โรงงานน้ำตาลตัวอย่างผลิตไอน้ำจากหม้อไอน้ำที่ความดัน 2 เมกกะพาสคาล อุณหภูมิ 360 องศาเซลเซียส กำลังการผลิตไอน้ำสูงสุดเท่ากับ 300 ตันต่อชั่วโมง ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จะนำไปใช้ที่เทอร์ไบน์ลูกหีบ, เทอร์ไบน์ไฟฟ้า เทอร์ไบน์เครื่องย่อยอ้อย เทอร์ไบน์มีดสับอ้อย และอื่น ๆ ในอัตราส่วน 27.59, 37.62, 13.82,9.73, และ 11.24 เปอร์เซนต์ตามลำดับไอน้ำที่ออกจากเทอร์ไบน์ต่าง ๆ ที่ความดัน 150 กิโลพาสคาล จะนำไปใช้ในกระบวนการผลิตน้ำตาลต่อไป ภาคผนวกก ฎ แสดงปริมาณไอน้ำที่ผลิตเพื่อใช้งานในปี 2529/30-2533/33 ข้อมูลการใช้ไอน้ำของโรงงานน้ำตาลในปี 2532/33 จะนำมาใช้คำนวณในการศึกษาครั้งนี้

5.1.3 เชื้อเพลิง

โรงงานน้ำตาลตัวอย่างใช้กากอ้อยเป็นเชื้อเพลิงหลักและใช้น้ำมันเตาช่วยในกรณีที่อ้อยขาดราง โดยในปี 2532/33 มีการใช้กากอ้อยเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในฤดูหีบอ้อยจำนวน 199,096.76 ตัน (76.4%) สำรองไว้ใช้ในการเริ่มฤดูหีบใหม่ 976.63 ตัน (0.4%) และกากอ้อยเหลือใช้จำนวน 60,521.49 ตัน (23.3%) กากอ้อยเหลือใช้จะถูกนำไปขายให้กับโรงงานกระดาษต่อไป

กากอ้อยที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงคิดเป็น 99%ของเชื้อเพลิงทั้งหมด และน้ำมันเตาที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงเท่ากับ 386,713 ลิตร หรือเท่ากับ 1% ของเชื้อเพลิงทั้งหมด

5.2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค

5.2.1 การผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายขนาด 1 เมกกะวัตต์

ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายขนาด 1 เมกกะวัตต์(MW) ทางโรงงานจะต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ในบางส่วนได้แก่เครื่องจัดการเศษอ้อยและระบบเชื่อมโยงไฟฟ้าขนาด

1 MW ดังได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 3 การดำเนินการผลิตไฟฟ้าจะทำการผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายทั้งในและนอกฤดูการผลิต โดยผลิต 320 วัน วันละ24 ชั่วโมง

ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมจะคำนึงถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของโรงงานน้ำตาลตัวอย่างที่มีอยู่เดิมเป็นเกณฑ์โดยโรงงานมีความสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 17,500 กิโลวัตต์ ผลิตไอน้ำได้สูงสุด 300 ตันต่อชั่วโมง และมีกำลังการผลิตอ้อยสูงสุดเท่ากับ 534.75 ตันต่อชั่วโมง

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณ วิธีการคำนวณและตัวอย่างการคำนวณเชิงเทคนิคระบบโคเยนเนอเรชั่น แบบ Back pressure turbine ในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW และ 5 MW แสดงดังภาคผนวก ข

ตารางที่ 5.1 แสดงผลสรุปการประเมินศักยภาพทางเทคนิคการผลิตไฟฟ้าระบบโคเยนเนอเรชั่นแบบ Back pressure turbine ขนาดส่งออก 1 MW ของโรงงานน้ำตาลตัวอย่างในปี 2535-2544 ผลสรุปคือ การใช้ไอน้ำในฤดูหีบอยู่ในช่วง 220-264 ตันต่อชั่วโมง การใช้ไอน้ำในช่วงนอกฤดูหีบเท่ากับ 10.5-11.2 ตันต่อชั่วโมง ซึ่งการใช้ไอน้ำของโรงงานน้อยกว่า 300 ตันต่อชั่วโมง ในช่วงฤดูหีบใช้หม้อไอน้ำขนาด 60 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 5 ตัว และช่วงนอกฤดูหีบใช้หม้อไอน้ำขนาด 60 ตันต่อชั่วโมง 1 ตัว ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดในช่วงฤดูหีบปี 2544 จำนวน 11 MW ดังนั้นจึงสามารถใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 10 MW 1 ตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2.5 MW 1 ตัว ปริมาณไฟฟ้าสูงสุดนอกฤดูการผลิตเท่ากับ 1166 KW ดังนั้นต้องใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2.5 MW จำนวน 1 ตัว โดยสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ปีละ 7,680,000 KWH ในการใช้กากอ้อยที่เหลือในการผลิตกระแสไฟฟ้าส่วนเพิ่มปรากฏว่าในปี 2539-2541 จะมีกากอ้อยเหลือเพื่อจำหน่ายได้จำนวน 3.56×10^{10} ถึง 5.05×10^{10} กิโลจูล ในปีที่ไม่มีกากอ้อยเหลือเพื่อขายจำเป็นต้องหาเศษอ้อยมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจำนวน 1.209×10^{10} ถึง 6.927×10^{10} กิโลจูล รายละเอียดการประเมินศักยภาพทางเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าขนาด 1MW, 5 MW และ 10 MW ของโรงงานน้ำตาลตัวอย่าง แสดงในภาคผนวก ข

5.2.2 การผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายขนาด 5 เมกกะวัตต์

ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายขนาด 5 MW มีความจำเป็นต้องเพิ่มอุปกรณ์บางอย่างเช่นเดียวกับระบบการผลิตไฟ้าขนาด 1 MW คือ เพิ่มเครื่องจัดการเศษอ้อยและระบบเชื่อมโยงไฟฟ้าขนาด 5 MW (รายละเอียดแสดงในบทที่ 3) การปฏิบัติการมีลักษณะเช่นเดียวกับระบบการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW ทั้งในและนอกฤดูหีบอ้อย

ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณและวิธีการคำนวณเหมือนกับที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW ยกเว้น การผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายเพิ่มขึ้นจาก 1 MW เป็น 5 MW

ตารางที่ 5.2 แสดงผลการประเมินศักยภาพทางเทคนิคการผลิตไฟฟ้าระบบโคเยนเนอเรชั่น แบบ Back pressure turbine ขนาดส่งออก 5 MW ของโรงงานน้ำตาลตัวอย่างในปี 2533-2544 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้ การใช้ไอน้ำในฤดูหีบอ้อยอยู่ในช่วง 258-298 ตัน/ชั่วโมง การใช้ไอน้ำในช่วงนอกฤดูหีบเท่ากับ 49.17-49.65 ตันต่อชั่วโมง ดังนั้นจะเห็นได้ว่าโรงงานจะต้องใช้หม้อไอน้ำขนาด 60 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 5 ตัว ในช่วงฤดูหีบ และหม้อไอน้ำขนาด 60 ตัน/ต่อชั่วโมง 1 ตัว ในช่วงนอกฤดูหีบปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดในปี 2544 เท่ากับ 14.85 MW จึงต้องใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 10 MW จำนวน 1 ตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 2,500 KW จำนวน 3 ตัว นอกฤดูหีบมีการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5.527 MW จึงใช้เครื่องกำเหนิดไฟฟ้าขนาด 10 MW จำนวณ 1 ตัวในแต่ละปีจะใช้กากอ้อยหมดและใช้เศษอ้อยในการผลิตจำนวน 1.136×10^{12} KJ

5.2.3 <u>การผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายขนาด 10 เมกกะวัตต์</u>

ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายขนาด 10 MW มีความจำเป็นต้องติดตั้งเทอร์ไบน์ไฟฟ้าใหม่ขนาด 10 MW จำนวน 1 ตัว เทอร์ไบน์ดังกล่าวเป็นแบบ Extraction condensing และติดตั้งหม้อไอน้ำแรงดันสูงขนาด 102 ตัน/ชั่วโมง จำนวน 1 ตัว นอกจากนี้เครื่องจัดการเศษอ้อยและระบบเชื่อมโยงไฟฟ้าขนาด 10 MW ยังจำเป็นที่จะต้องติดตั้ง

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณและวิธีการคำนวณแสดงดังภาคผนวก ข และตารางที่ 5.3 แสดงผลการประเมินศักยภาพทางเทคนิคของการผลิตไฟฟ้าระบบโคเยนเนอเรชั่นแบบ Extraction-condensing ขนาดไฟฟ้าส่งจำหน่าย 10 MW ของโรงงานน้ำตาลตัวอย่างได้แก่ การใช้ไอน้ำในฤดูหีบอ้อยอยู่ในช่วง 312 ถึง 366 ตันต่อชั่วโมง การใช้ไอน้ำในช่วงนอกฤดูหีบเท่ากับ 53 ถึง 55 ตันต่อชั่วโมง ดังนั้น โรงงานจำเป็นต้องใช้หม้อไอน้ำชนิดแรงดันสูงขนาด 102 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 1 ตัว และหม้อไอน้ำเก่าแรงดันปานกลางขนาด 60 ตันต่อชั่วโมง จำนวน 5 ตัว ในช่วงฤดูหีบอ้อย และหม้อไอน้ำใหม่ 1 ตัวในช่วงนอกฤดูหีบอ้อย ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดในปี 2544 เท่ากับ 20 MW ดังนั้น โรงงานต้องใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ขนาด 10 MW จำนวน 1 ตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเก่าขนาด 10 MW 1 ตัว นอกฤดูหีบใช้กำลังไฟฟ้า 10.2 MW ดังนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ขนาด 10 MW จำนวน 1ตัว และ 2.5 MW จำนวน 1 ตัว โดยสามารถจำหน่ายไฟฟ้าได้ปีละ 76,800,000 KWH ปริมาณกาก

อ้อยจะถูกใช้จนหมด และปริมาณเศษอ้อยที่ใช้อยู่ในช่วง 8.71×10^{11} ถึง 10.01×10^{11} KJ

จากการประเมินผลทางเทคนิคสามารถสรุปการใช้เชื้อเพลิงต่างๆไว้ดังนี้

ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในโครงการผลิตไฟฟ้าขนาด					
	1 MW		5 MW		10 MW	
	กากอ้อย (ตัน)	เศษอ้อย (ตัน)	กากอ้อย (ตัน)	เศษอ้อย (ตัน)	กากอ้อย (ตัน)	เศษอ้อย (ตัน)
2534	44352.60	3268	44352.60	87381	44352.60	77208
2535	50135.43	953	50135.43	85015	50135.43	74556
2536	38870.90	5462	38870.90	89589	38870.90	79652
2537	46631.30	2356	46631.30	86435	46631.30	76080
2538	43184.94	3735	43184.94	87854	43184.94	77610
2539	47434.02	2034	47434.02	86119	47434.02	75654
2540	55473.40	-	61584.40	80441	61584.40	69203
2541	54803.31	-	59534.91	81309	59534.91	70094
2542	55760.85	-	62467.85	80126	62467.85	68722
2543	51828.33	2757	51828.33	82255	51828.33	73548
2544	47248.65	2109	47248.65	82018	47248.65	75638

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากผลสรุปการใช้กากอ้อยและเศษอ้อยในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกกะวัตต์ 5 เมกกะวัตต์ และ 10 เมกกะวัตต์ และตารางที่ 4.15 ซึ่งแสดงปริมาณเศษอ้อยตามระยะทางต่างๆจะเห็นได้ว่าในการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกกะวัตต์ ใช้กากอ้อยในการผลิตไฟฟ้าและใช้เศษอ้อยในการผลิตไฟฟ้าในอัตราเฉลี่ย 3.37 เปอร์เซนต์ ของปริมาณเศษอ้อยที่มีทั้งหมดในระยะทางเฉลี่ยไม่เกิน 7 กิโลเมตร ในการผลิตไฟฟ้าขนาด 5 และ 10 เมกกะวัตต์ ใช้กากอ้อยและเศษอ้อยในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เศษอ้อยในปริมาณ 48.44 และ 37.11 เปอร์เซนต์ ของเศษอ้อยทั้งหมดที่มีอยู่ในระยะทางเฉลี่ยไม่เกิน 14 กิโลเมตร

หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5.3 การประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ในการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐกิจของโรงงานน้ำตาลตัวอย่างนั้น เราจะพิจารณาในด้านโรงงานน้ำตาลว่าโรงงานจะมีผลประโยชน์จากการขายพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการลงทุนเพิ่มขึ้นมากกว่าการขายกากอ้อยที่เหลือให้โรงงานกระดาษหรือไม่ และคุ้มค่าต่อการลงทุนเพียงใด

ผลของการประเมินศักยภาพเชิงเทคนิค (ดูหัวข้อ 5.1) จะถูกนำมาใช้ในการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐกิจต่อไป ข้อมูลดังกล่าวได้แก่ ปริมาณไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย, ปริมาณเศษอ้อยที่ใช้, ปริมาณน้ำมันเตาทดแทน, ปริมาณไฟฟ้าทดแทน และปริมาณเศษอ้อยเพื่อจำหนาย ข้อมูลอื่นๆ ได้แก่ ราคาเชื้อเพลิงของ กากอ้อย, น้ำมันเตาและเศษอ้อย แสดงไว้ในบทที่ 4 ภาคผนวก ฎ แสดงการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันเตา, ไฟฟ้า, อัตราการซื้อคืนไฟฟ้า, เศษอ้อย, กากอ้อย และค่าใช้จ่ายด้านแรงงานและซ่อมบำรุง ข้อมูลคุณค่าความร้อนของเศษอ้อย น้ำมันเตาและกากอ้อย แสดงในบทที่ 4

ต้นทุนเทอร์ไบน์เยนเนอเรเตอร์ แบบ Extraction-Condensing ขนาด 10 MW, หม้อไอน้ำความดันสูง, ระบบเชื่อมโยงไฟฟ้า, ค่าติดตั้งเครื่องจักรเงินลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและซ่อมบำรุง แสดงในภาคผนวก ฉ

อัตราการซื้อไฟฟ้าคืนโดยการไฟฟ้าของรัฐนั้นได้มีการพิจรณากันอย่างกว้างขวาง แต่ราคารับซื้อไฟฟ้ายังไม่ได้กำหนดออกมาดังนั้นในการศึกษาครั้งนี้จะพิจรณาราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงในราคา 103.99 และ 147.77 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง เป็นพื้นฐาน เราจะพิจารณาราคาในช่วงที่คาดว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตสามารถรับซื้อได้คือไม่เกินราคาเฉลี่ยที่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงซึ่งเท่ากับ 1.2588 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ในการศึกษาครั้งนี้กำหนดให้ราคาไฟฟ้าซื้อคืนพื้นฐานเท่ากับ 1.25 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ค่าตัวแปรอื่นๆ แสดงในบทที่ 3 และข้อมูลที่ได้กล่าวมาทั้งหมดนี้แสดงในช่วงแรกของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ตารางที่ 5.4, 5.5 และ 5.6 แสดงการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐกิจของการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW 5 MW และ 10 MW ที่ราคาไฟฟ้าซื้อคืน 1.25 บาท

ตารางที่ 5.7 แสดงผลตอบแทนการลงทุนในรูปอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ,มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และ ระยะเวลาคืนทุน (Payback period)ของการผลิต

ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายโดยโรงงานน้ำตาลตัวอย่างขนาด 1 MW 5 MW และ 10 MW ที่ราคาไฟฟ้าซื้อคืน 1.25 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

การตัดสินใจในการเลือกลงทุนสำหรับโครงการลงทุนต่างๆ เราจะต้องเลือกโครงการที่ให้ผลตอบแทนที่ดีที่สุดนั้นคือ การเลือกโครงการที่ให้อัตราผลตอบแทนสูงสุด แต่โดยเหตุผลของจำนวนเงินลงทุนที่ไม่เท่ากัน ในการเปรียบเทียบโครงการจึงต้องวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนของส่วนที่ลงทุนมากกว่าเป็นส่วนประกอบในการตัดสินใจ ขั้นตอนของการตัดสินใจจะพิจารณาอัตราผลตอบแทนของแต่ละโครงการว่า โครงการใดเป็นโครงการที่น่าลงทุน ในการศึกษาครั้งนี้จะเปรียบเทียบกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (15.81%)โครงการที่ให้ค่าผลตอบแทนน้อยกว่า 15.81% ถือว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าสนใจ จากนั้นจะพิจารณาโครงการที่น่าสนใจเปรียบเทียบกัน โดยคิดอัตราผลตอบแทนของส่วนที่ลงทุนมากกว่าของโครงการ ถ้าเกินกว่า 15.81% แสดงว่าโครงการที่ลงทุนมากกว่าเป็นโครงการที่น่าลงทุนมากกว่า แล้วจึงเปรียบเทียบโครงการที่น่าลงทุนมากกว่าที่เหลือกับโครงการที่เลือกก่อนแล้ว พิจารณาลักษณะที่เดียวกันจนกว่าจะได้โครงการที่ดีที่สุด ในการศึกษานี้จะทำการเปรียบเทียบโครงการผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่าย ขนาด 1 MW และ 5 MW กับโครงการเดิม คือ ขายกากอ้อยให้กับโรงงานกระดาษ รายได้จากการขายกากอ้อยแสดงในตารางที่ 5.8 โครงการผลิตไฟฟ้าขนาด 10 MW มีอัตราผลตอบแทนภายในน้อยกว่า 15.81% จึงไม่พิจารณา

ในการลงทุนผลิตไฟฟ้าขนาด1MWเมื่อราคาไฟฟ้าซื้อคืนเท่ากับ 125 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ให้ค่าIRR มากกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (15.81%) แสดงว่าโครงการนั้นน่าสนใจในราคาไฟฟ้าซื้อคืนดังกล่าว แต่โรงงานสามารถขายกากอ้อยให้กับโรงงานกระดาษได้ในปัจจุบัน โดยไม่ต้องลงทุนใดๆเลย ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องพิจารณาโครงการลงทุนผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW กับโครงการขายกากอ้อยให้โรงงานกระดาษโครงการลงทุนผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW จะเป็นที่ยอมรับถ้าอัตราเงินลงทุนส่วนที่เพิ่มขึ้นนั้นสามารถทำให้โรงงานมีอัตราผลตอบแทนเพิ่มขึ้น อย่างน้อยเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ตารางที่ 5.9 แสดง เงินลงทุนในปี 2534 และกระแสเงินสดสุทธิ ประจำปี 2535 ถึง 2544 ของการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW และ 5 MW รวมถึงการเปรียบเทียบโครงการที่ลงทุนต่ำกับโครงการที่ลงทุนสูงกว่าตามลำดับ ผลจากการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐกิจดังกล่าวสรุปได้ว่าการลงทุนผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW เป็นโครงการลงทุนที่น่าสนใจมากที่สุด

เนื่องจากตัวแปรทางเศรษฐกิจต่างๆที่นำมาใช้ในการคำนวณมีการเปลี่ยนแปลงตามสภาวะต่างๆ ดังนั้นการวิเคราะห์ความไวของตัวแปรต่างๆจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งในส่วนต่อไปของบทนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความไวของตัวแปรทางเศรษฐกิจต่างๆของโครงการที่ได้รับเลือก

103

ตารางที่ 5.1

The Technical Evaluation of Cogeneration System
Example Sugar Mill
Cogeneration for 1 MW Export

DATA

Heat available for bagasse	7.53 MJ/KG	Boiler inlet temperature	95 C
Heat available for fuel oil	39.77 MJ/LITRE	Boiler outlet pressure	2,000.00 KPa
Bagasse consumtion	1.991E+08 KG	Boiler inlet enthalpy	397.96 KJ/KG
Fuel oil consumtion	3.867E+05 LITRE	Boiler outlet enthalpy	3,159.12 KJ/KG
Steam production	4.194E+08 KG	% Electricity from utility	7.3 Elect.Production
Steam in plant for generator turbine	37.62 %	Fuel oil rate	1 % Total fuel
Electricity production	1.642E+07 KWH	Electricity for displace	85.25 % Electricity from utility
Electricity from utility	1.196E+06 KWH	Electricity from utility (on season)	14.44 % Electricity displace
Ton cane crushing	8.873E+05 TON		

Year	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ton cane crushing (TON)	6.952E+05	7.858E+05	6.093E+05	7.309E+05	6.769E+05	7.435E+05	9.653E+05	9.331E+05	9.791E+05	8.124E+05	7.406E+05
Cane crushing rate (TC/HR.)	4.317E+02	4.437E+02	4.557E+02	4.677E+02	4.797E+02	4.917E+02	5.037E+02	5.157E+02	5.276E+02	5.348E+02	5.348E+02
KW export on season (KW)	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03
KW export off season (KW)	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03	1.000E+03
Bagasse available (TON)	1.912E+05	2.161E+05	1.675E+05	2.010E+05	1.861E+05	2.045E+05	2.655E+05	2.566E+05	2.693E+05	2.234E+05	2.037E+05

Result

Result	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Boiler efficiency (%)	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01
Steam - cane ratio (KG/TC)	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02
Electricity - steam ratio (KWH/KG)	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.340E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01
Electricity - cane ratio (KWH/TC)	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01
Electricity for export on season (KWH)	1.610E+06	1.771E+06	1.337E+06	1.563E+06	1.411E+06	1.512E+06	1.917E+06	1.810E+06	1.856E+06	1.519E+06	1.385E+06
Electricity for export off season (KWH)	6.070E+06	5.909E+06	6.343E+06	6.117E+06	6.269E+06	6.168E+06	5.763E+06	5.870E+06	5.824E+06	6.161E+06	6.295E+06
Total electricity for export (KWH)	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06	7.680E+06
Steam consumotion on season (KG/HR.)	2.144E+05	2.201E+05	2.257E+05	2.314E+05	2.371E+05	2.428E+05	2.485E+05	2.542E+05	2.599E+05	2.632E+05	2.632E+05
Steam consusotion off season (KG/HR.)	1.070E+04	1.087E+04	1.052E+04	1.074E+04	1.063E+04	1.075E+04	1.120E+04	1.112E+04	1.120E+04	1.086E+04	1.073E+04
Fuel consumption on season (KJ)	1.247E+12	1.407E+12	1.090E+12	1.306E+12	1.208E+12	1.326E+12	1.720E+12	1.661E+12	1.741E+12	1.444E+12	1.316E+12
Fuel consumction off season (KJ)	2.345E+11	2.320E+11	2.410E+11	2.373E+11	2.407E+11	2.395E+11	2.331E+11	2.357E+11	2.356E+11	2.416E+11	2.438E+11
Total fuel consumption (KJ)	1.481E+12	1.639E+12	1.331E+12	1.543E+12	1.449E+12	1.565E+12	1.953E+12	1.897E+12	1.977E+12	1.686E+12	1.560E+12
Waste fuel cemand (KJ)	4.144E+10	1.209E+10	6.927E+10	2.988E+10	4.737E+10	2.580E+10	-4.602E+10	-3.563E+10	-5.051E+10	5.497E+09	2.675E+10
Displace fuel oil(MJ)	1.187E+07	1.341E+07	1.040E+07	1.248E+07	1.155E+07	1.269E+07	1.648E+07	1.593E+07	1.671E+07	1.387E+07	1.264E+07
Displace electricity (KWH)	8.004E+05	9.047E+05	7.014E+05	8.415E+05	7.793E+05	8.560E+05	1.111E+06	1.074E+06	1.127E+06	9.353E+05	8.526E+05
KW (on season)	9.059E+03	9.283E+03	9.506E+03	9.720E+03	9.954E+03	1.018E+04	1.040E+04	1.063E+04	1.085E+04	1.098E+04	1.098E+04
KW (off season)	1.113E+03	1.131E+03	1.095E+03	1.118E+03	1.106E+03	1.119E+03	1.165E+03	1.157E+03	1.166E+03	1.130E+03	1.116E+03

ตารางที่ 5.2

The Technical Evaluation of Cogeneration System

Example Sugar Mill

Cogeneration for 5 MW Export

DATA

Heat available for bagasse	7.53 MJ/KG
Heat available for fuel oil	39.77 MJ/LITRE
Bagasse consumtion (*)	1.991E+08 KG
Fuel oil consumtion (*)	3.867E+05 LITRE
Steam production (*)	4.194E+08 KG
Steam in plant for generator turbine (*)	37.62 %
Electricity production (*)	1.642E+07 KWH
Electricity from utility (*)	1.196E+06 KWH
Ton cane crushing (*)	8.873E+05 TON

Boiler inlet pressure	95 C
Boiler outlet pressure	2,000.00 KPa
Deaerator outlet enthalpy	397.96 KJ/KG
Boiler outlet enthalpy	3,159.12 KJ/KG
% Electricity from utility	7.3 Elect.Production
Fuel oil rate	1 % Total fuel
Electricity for displace	85.25 % Electricity from utili
Electricity from utility (on season)	14.44 %Electricity displace

Year	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ton cane crushing (TON)	6.952E+05	7.858E+05	6.093E+05	7.309E+05	6.769E+05	7.435E+05	9.655E+05	9.331E+05	9.791E+05	8.124E+05	7.406E+05
Cane crushing rate (TC/HR.)	4.317E+02	4.437E+02	4.537E+02	4.677E+02	4.797E+02	4.917E+02	5.037E+02	5.157E+02	5.276E+02	5.348E+02	5.348E+02
KW export on season (KW)	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	4.500E+03	3.900E+03
KW export off season (KW)	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03	5.000E+03
Bagasse available (TON)	1.912E+05	2.161E+05	1.675E+05	2.010E+05	1.861E+05	2.045E+05	2.655E+05	2.566E+05	2.693E+05	2.234E+05	2.037E+05

Result

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Boiler efficiency (%)	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01	7.646E+01
Steam - cane ratio (KG/TC)	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02
Electricity - steam ratio (KWH/KG)	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01
Electricity - cane ratio (KWH/TC)	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01	1.850E+01
Electricity for export on season (KWH)	8.051E+06	8.855E+06	6.635E+06	7.814E+06	7.055E+06	7.561E+06	9.583E+06	9.048E+06	9.278E+06	6.836E+06	5.401E+06
Electricity for export off season (KWH)	3.035E+07	2.955E+07	3.172E+07	3.059E+07	3.134E+07	3.084E+07	2.882E+07	2.935E+07	2.912E+07	3.080E+07	3.148E+07
Total electricity for export (KWH)	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.840E+07	3.764E+07	3.688E+07
Steam consumption on season (KG/HR.)	2.528E+05	2.585E+05	2.642E+05	2.699E+05	2.756E+05	2.812E+05	2.869E+05	2.926E+05	2.983E+05	2.969E+05	2.911E+05
Steam consumption off season (KG/HR.)	4.914E+04	4.932E+04	4.897E+04	4.919E+04	4.908E+04	4.920E+04	4.965E+04	4.956E+04	4.965E+04	4.931E+04	4.917E+04
Fuel consumption on season (KJ)	1.470E+12	1.653E+12	1.276E+12	1.523E+12	1.404E+12	1.536E+12	1.986E+12	1.912E+12	1.999E+12	1.629E+12	1.456E+12
Fuel consumption off season (KJ)	1.077E+12	1.052E+12	1.122E+12	1.087E+12	1.111E+12	1.096E+12	1.033E+12	1.051E+12	1.044E+12	1.097E+12	1.118E+12
Total fuel consumption (KJ)	2.547E+12	2.706E+12	2.397E+12	2.610E+12	2.515E+12	2.632E+12	3.019E+12	2.963E+12	3.043E+12	2.726E+12	2.574E+12
Waste fuel demand (KJ)	1.108E+12	1.078E+12	1.136E+12	1.096E+12	1.114E+12	1.092E+12	1.020E+12	1.031E+12	1.016E+12	1.043E+12	1.040E+12
Displace fuel oil(MJ)	1.187E+07	1.341E+07	1.040E+07	1.248E+07	1.155E+07	1.269E+07	1.648E+07	1.593E+07	1.671E+07	1.387E+07	1.264E+07
Displace electricity(KWH)	8.004E+05	9.047E+05	7.014E+05	8.415E+05	7.793E+05	8.560E+05	1.111E+06	1.074E+06	1.127E+06	9.353E+05	8.526E+05
KW (on season)	1.306E+04	1.328E+04	1.351E+04	1.373E+04	1.395E+04	1.418E+04	1.440E+04	1.463E+04	1.485E+04	1.448E+04	1.388E+04
KW (off season)	5.425E+03	5.437E+03	5.449E+03	5.461E+03	5.473E+03	5.484E+03	5.496E+03	5.508E+03	5.520E+03	5.527E+03	5.527E+03

ตารางที่ 3.3

The Technical Evaluation of Cogeneration System
Example Sugar Mill
Cogeneration for 12 MW export

DATA

Pressure		Unit
New boiler outlet	6,000.00	KPa
Turbine extraction outlet	2,300.00	KPa
Turbine condensing outlet	15.00	KPa
Old boiler outlet	2,000.00	KPa
Condenser pump inlet	15	Kpa
Condenser pump outlet	2000	Kpa
Deaerator outlet	2,200.00	KPa
New boiler pump inlet	2,300.00	KPa
Old boiler pump inlet	2,300.00	KPa
New boiler inlet	6,000.00	KPa
Old boiler inlet	2,000.00	KPa
Plant inlet	2,200.00	Kpa
Deaerator inlet	2,300.00	KPa
Temperature		
New boiler outlet	480	C
Turbine extraction outlet	313	C
Old boiler outlet	213	C
Plant outlet	95	C
Plant inlet	213	C
Generator inlet	213	C

Enthalpy			Unit
New boiler outlet		3,376.64	kj/kg
Turbine extraction outlet		3,053.00	kj/kg
Turbine condensing outlet	(Sat.Liquid)	225.94	kj/kg
Turbine condensing outlet	(Evap)	2,273.10	kj/kg
Condenser pump inlet		225.94	kj/kg
Deaerator outlet		440.73	kj/kg
New boiler pump inlet		300.73	kj/kg
Old boiler pump inlet		300.73	kj/kg
Old boiler outlet		3,052.00	kj/kg
Plant inlet		3,153.60	kj/kg
Plant outlet		737.36	kj/kg
Deaerator inlet		3,153.00	kj/kg
Entropy			
New boiler outlet		6.8159	kj/kg K
Turbine condensing outlet	(Sat.Liquid)	0.7549	kj/kg K
Turbine condensing outlet	(Evap)	7.2536	kj/kg K
Mass flow			
Turbine extraction outlet (on season)		51045	kg/hr
Turbine condensing outlet		19610	kg/hr
Condenser pump inlet		19610	kg/hr
Condenser pump outlet		19610	kg/hr

Specific vol.		Unit	
Condenser pump inlet	0.001014	m /kg	
Deaerator outlet	0.001177	m /kg	
Efficiency			
New boiler	80	%	
Old boiler	74.46	%	
Condenser pump	60	%	
Old boiler feedwater pump	80	%	
New boiler feedwater pump	80	%	
Others			
Heat available for bagasse	7.53	MJ/KG	
Heat available for fuel oil	39.77	MJ/KG	
Steam production (*)	4.19E+08	KG	
Electricity production (*)	1.64E+07	KWH	
Bagasse consumption (*)	1.33E+08	MJ/KG	
Fuel oil consumption (*)	3.47E+05	MJ/KG	
Electricity from utility (*)	1.20E+06	MJ/KG	
Ton cane crushing (*)	8.47E+05	TON	
Steam in plant for generator turbine	37.62	%	Total steam production
Electricity from utility	7.3	%	Electricity production
Electricity for displace	95.25	%	Electricity from utility
Electricity for displace (on season)	14.44	%	Electricity displace

Year	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ton cane crushing (TON)	695,143	705,024	688,354	738,808	676,383	742,411	845,275	933,143	878,121	913,358	749,577
Cane crushing rate (TC/HR.)	431.74	443.72	455.72	467.78	479.68	491.67	503.66	515.65	527.64	574.55	534.75
Bagasse available (TON)	1.97E+05	2.16E+05	1.88E+05	2.21E+05	1.86E+05	2.04E+05	2.45E+05	2.67E+05	2.55E+05	2.22E+05	2.74E+05
ON SEASON											
KWmax of extraction condensing turbine	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
OFF SEASON											
KWmax of extraction condensing turbine	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000

Result

Year	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Steam per cane ratio (kg/tc)	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02	4.727E+02
Electricity per cane ratio (kwh/tc)	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01	1.050E+01
Electricity per steam ratio (kwh/kg)	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01	1.040E-01
On season											
Steam in plant used (kg/hr)	2.041E+05	2.097E+05	2.154E+05	2.211E+05	2.267E+05	2.324E+05	2.381E+05	2.437E+05	2.494E+05	2.528E+05	2.528E+05
Steam in generated electricity displace (kg/hr)	6.899E+02	7.090E+02	7.282E+02	7.474E+02	7.665E+02	7.857E+02	8.048E+02	8.240E+02	8.431E+02	8.545E+02	8.545E+02
Total steam used (kg/hr)	2.048E+05	2.104E+05	2.161E+05	2.218E+05	2.275E+05	2.332E+05	2.389E+05	2.446E+05	2.502E+05	2.536E+05	2.536E+05
X3	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01
Turbine condensing outlet enthalpy (kj/kg)	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03
New boiler outlet mass flow (kg/hr)	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04	9.070E+04
Condenser pump work (kj/kg)	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00	2.516E+00
Condenser pump outlet enthalpy (kj/kg)	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02
Old boiler outlet massflow (kg/hr)	2.150E+05	2.222E+05	2.291E+05	2.361E+05	2.432E+05	2.502E+05	2.573E+05	2.643E+05	2.713E+05	2.755E+05	2.755E+05
Deaerator outlet mass flow (kg/hr)	3.057E+05	3.128E+05	3.198E+05	3.268E+05	3.339E+05	3.409E+05	3.480E+05	3.550E+05	3.620E+05	3.662E+05	3.662E+05
Deaerator inlet mass flow (kg/hr)	6.144E+04	6.280E+04	6.415E+04	6.551E+04	6.687E+04	6.822E+04	6.958E+04	7.094E+04	7.229E+04	7.310E+04	7.310E+04
New boiler pump work (kj/kg)	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00
New boiler inlet enthalpy (kj/kg)	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02
Old boiler pump work (kj/kg)	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
Old boiler inlet enthalpy (kj/kg)	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02	9.088E+02
Fuel demand (kj)	1.420E+12	1.887E+12	1.222E+12	1.471E+12	1.356E+12	1.482E+12	1.817E+12	1.868E+12	1.329E+12	1.597E+12	1.456E+12
Electricity for export (kwh)	1.610E+07	1.771E+07	1.337E+07	1.565E+07	1.411E+07	1.512E+07	1.917E+07	1.816E+07	1.856E+07	1.519E+07	1.385E+07
Electricity in plant used (kwh)	1.288E+07	1.454E+07	1.137E+07	1.352E+07	1.252E+07	1.375E+07	1.786E+07	1.756E+07	1.811E+07	1.503E+07	1.370E+07
Electricity for displace (kwh)	1.256E+05	1.396E+05	1.013E+05	1.215E+05	1.125E+05	1.226E+05	1.605E+05	1.551E+05	1.628E+05	1.351E+05	1.231E+05
EVtotal	1.806E+04	1.828E+04	1.851E+04	1.873E+04	1.895E+04	1.918E+04	1.940E+04	1.962E+04	1.985E+04	1.998E+04	1.998E+04
Off season											
Steam in generated electricity displace (kg/hr)	1.084E+03	1.253E+03	9.094E+02	1.131E+03	1.022E+03	1.141E+03	1.586E+03	1.505E+03	1.592E+03	1.248E+03	1.114E+03
Steam in plant used (kg/hr)	1.084E+03	1.253E+03	9.094E+02	1.131E+03	1.022E+03	1.141E+03	1.586E+03	1.505E+03	1.592E+03	1.248E+03	1.114E+03
X3	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01	8.356E-01
Turbine condensing outlet enthalpy (kj/kg)	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03	2.209E+03
Condenser pump outlet enthalpy (kj/kg)	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02	2.285E+02
Turbine extraction outlet mass flow (kg/hr)	1.295E+04	1.413E+04	1.269E+04	1.337E+04	1.282E+04	1.298E+04	1.653E+04	1.643E+04	1.654E+04	1.413E+04	1.295E+04
New boiler feedwater pump work (kj/kg)	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00	5.885E+00
New boiler inlet enthalpy (kj/kg)	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02	9.147E+02
New boiler outlet mass flow (kg/hr)	5.352E+04	5.374E+04	5.330E+04	5.358E+04	5.344E+04	5.359E+04	5.414E+04	5.404E+04	5.415E+04	5.372E+04	5.356E+04
Fuel demand (kj)	8.987E+11	9.752E+11	1.029E+12	1.008E+12	1.030E+12	1.016E+12	8.593E+11	9.752E+11	9.685E+11	1.019E+12	1.036E+12
Electricity for export (kwh)	6.078E+07	5.903E+07	6.343E+07	6.117E+07	6.269E+07	6.168E+07	5.762E+07	5.872E+07	5.824E+07	6.161E+07	6.295E+07
Electricity for displace (kwh)	6.868E+05	7.941E+05	5.801E+05	7.200E+05	6.668E+05	7.228E+05	9.508E+05	9.133E+05	9.645E+05	8.002E+05	7.295E+05
EVtotal	1.011E+04	1.013E+04	1.009E+04	1.013E+04	1.011E+04	1.012E+04	1.016E+04	1.015E+04	1.017E+04	1.013E+04	1.012E+04
Totalfuel demand (kj)	2.4186E+12	2.5728E+12	2.2711E+12	2.4782E+12	2.3857E+12	2.4988E+12	2.8763E+12	2.8211E+12	2.8990E+12	2.6148E+12	2.4926E+12
Waste fuel demand (kj)	8.790E+11	8.455E+11	1.208E+12	8.847E+11	9.861E+11	9.583E+11	6.775E+11	8.008E+11	7.714E+11	9.326E+11	9.591E+11
Total electricity for export (kwh)	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07	7.680E+07

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.4

The Economic Evaluation of Cogeneration System
Example Sugar mill (Base Case)
Cogeneration for 1 MW Export

Installed Cost	2794406 Baht	Max.Cont.Rating	1 MW	Buyback Price	1.25 Baht/KWH	Country	THAILAND		
Loan Amount	1117762.4 Baht	Loan Term	10 Years	O&M Cost	2310238 Baht	Industry	Sugar mill		
Salvage Value	27944.06 Baht	Corporate Tax Rate	%	Heating Value of Bagasse	7.53 MJ/KG	Factory	Example		
Loan Interest Rate	15.81 %	Depreciat.Policy	Linear	Heating Value of West Fuel	12.68 MJ/KG	Province	Rajburi		
Equity	1676643.6 Baht	Discount Rate	13 %	Heating Value of Fuel Oil	39.77 MJ/Litre	Exchange Rate	25.39 Baht/$ US		
Book Life	20 Years	Period Study	10 Year	O&M Growth Rate	5 %	Waste Fuel	0 % Change		
Energy Charge	0 Baht/KW	Contract Terms	5 - 10 Year	Electricity Price	0 %	Buyback Price	0 % Change		
Bagasse Price	0 % Change	Fueloil Price	0 %Change		0 % Change				

Year	1991 END	1992 Base Year	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Electricity for Export (KWH)		7680000	7680000	7680000	7680000	7680000	7680000	7680000	7680000	7680000	7680000
Bagasse for Sale (KJ)		0	0	0	0	0	4.6E+10	3.56E+10	5.1E+10	0	0
Waste Fuel Consumption (KJ)		1.21E+10	7E+10	3.0E+10	4.7E+10	2.6E+10	0	0	0	5.5E+09	2.7E+10
Fuel oil Consumption (KJ)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Displace Fuel Oil (MJ)		11410000	1E+07	12480000	11550000	12690000	16480000	15930000	16710000	12870000	12640000
Bagasse Price (Baht/KG)		0.12375	0.12714	0.13071	0.13428	0.13785	0.14142	0.14499	0.14856	0.15213	0.1557
Electricity Price (Baht/KWH)		2.597	2.72685	2.835924	2.949360	3.067335	3.190028	3.3176299	3.450335	3.588348	3.731882
Buyback Price (Baht/KWH)		1.33825	1.41921	1.490742	1.565675	1.644796	1.727693	1.8147695	1.906233	2.002308	2.103224
Waste Fuel Price (Baht/KG)		0.5060475	0.53134	0.557917	0.585813	0.615103	0.645859	0.6781520	0.712059	0.747662	0.785045
Fuel Oil Price (Baht/Litre)		3.654475	4.02990	4.224550	4.428596	4.642497	4.866729	5.1017929	5.348209	5.606528	5.877322
Electricity Displace From Utility (KWH)		904700	701400	841500	779300	956000	1111000	1074060	1127000	935300	852600
Electricity Export off Season (KWH)		5909000	6343000	6117000	6269000	6168000	5763000	5870000	5824000	6175000	6337000
Revenue											
Bagasse for Sale		0	0	0	0	0	364295.9	486054.94	996516.0	0	0
Displace Electricity		2349505.9	1912612	2336430.	2298436.	2625639.	3544122.	3563134.5	3888527.	3356182.	3181803.
Displace Fuel		1225504.3	1053835	1325682.	1286152.	1481350.	2016688.	2043539.4	2247135.	1955306.	1867975.
Electricity Sold		10277760	1E+07	11448902	12025927	12632033	13268688	13957430.	14639876	15377726	16152764
Total Revenue		13852770.	1E+07	15161014	15610516	16739023	19693795	20230159.	21772056	20689215	21202542
Expenses:											
Fuel		482501.12	2902729	1314713.	2188483.	1251552.	0	0	0	206196.8	1656149.
O&M Cost		2310238	2425749	2547037.	2674389.	2808108.	2948514.	3095939.8	3250736.	3413273.	3583937.
Loan + Interest		229632.49	229632.	229632.4	229632.4	229632.4	229632.4	229632.49	229632.4	229632.4	229632.4
Total Expenses:	1676643.	3022371.6	3558111	4091383.	5092505.	4289293.	3178146.	3325572.3	3490369.	3649103.	5469719.
Net Cash Flow(Before Tax):	-1676643	10830398.	8307900	11069631	10518011	12449729	16515648	16904586.	18291686	16840112	15731822
Depreciation:		138323.09	138323.	138323.0	138323.0	138323.0	138323.0	138323.09	138323.0	138323.0	138323.0
Book Value		2656082.9	2517759	2379436.	2241113.	2102790.	1964467.	1826144.3	1687821.	1549498.	1411175.
Corporate Tax		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Cash Flow (After Tax):	-1676643	10830398.	8307900	11069631	10518011	12449729	16515648	16904586.	18291686	16840112	17143997
Cumulative Cash Flow	-1676643	9153755.0	2E+07	28551286	39049298	51499027	68014676	84919263.	1.0E+08	1.2E+08	1.4E+08

Simple Payback Period	NA Years	Net present Value	67749057 Baht
Internal Rate of Return (IRR)	628.3742 %	Internal IRR Guess	800 %

ตารางที่ 5.5

The Economic Evaluation of Cogeneration System
Example Sugar Mill (Base Case)
Cogeneration for 5 MW Export

Installed Cost	11908339 Baht	Max.Cont.Rating	5 MW	Buyback Price	1.25 Baht/KWH	Country	THAILAND
Loan Amount	4763335.6 Baht	Loan Term	10 Years	O&M Cost	2370892 Baht	Industry	Sugar Mill
Salvage Value	119083.39 Baht	Corporate Tax Rate	%	Heating Value of Bagasse	7.53 MJ/KG	Factory	Example
Loan Interest Rate	15.31 %	Depreciat.Policy	Linear	Heating Value of West Fuel	12.68 MJ/KG	Province	Rajburi
Equity	7145003.4 Baht	Discount Rate	13 %	Heating Value of Fuel Oil	39.77 MJ/Litre	Exchange Rate	25.39 Baht/$ US
Book Life	20 Years	Period Study	10 Year	O&M Growth Rate	5 %	Waste Fuel	0 % Change
Energy Charge	0 Baht/KW	Contract Terms	5 - 10 Year	Electricity Price	0 % Change	Buyback Price	0 % Change
Bagasse Price	0 % Change	Fueloil Price	0 %Change				

Year	1991 END	1992 Base Year	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Electricity for Export (KWH)		38400000	4E+07	38400000	38400000	38400000	38400000	38400000	38400000	38400000	38400000
Bagasse for Sale (KJ)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Waste Fuel Consumption (KJ)		1.08E+12	1E+12	1.1E+12	1.1E+12	1.1E+12	1.0E+12	1.03E+12	1.0E+12	1.0E+12	1.0E+12
Fuel oil Consumption (KJ)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Displace Fuel Oil (MJ)		13410000	1E+07	12480000	11550000	12590000	16480000	15420000	16710000	13870000	12640000
Bagasse Price (Baht/KG)		0.12375	0.12714	0.13071	0.13428	0.13785	0.14142	0.14499	0.14856	0.15213	0.1557
Electricity Price (Baht/KWH)		2.597	2.72685	2.835924	2.949360	3.067335	3.190028	3.3176299	3.450335	3.588348	3.731882
Buyback Price (Baht/KWH)		1.33825	1.41921	1.490742	1.565875	1.644796	1.727693	1.8147695	1.906233	2.002308	2.103224
Waste Fuel Price (Baht/KG)		0.5060475	0.53603	0.557917	0.590819	0.618857	0.663891	0.6795677	0.718674	0.747662	0.793352
Fuel Oil Price (Baht/Litre)		3.634475	4.02990	4.224550	4.428596	4.642497	4.866729	5.1017929	5.348209	5.606528	5.877323
Electricity Displace from Utility (KWH)		904200	701400	841500	779500	856000	1111000	1974000	1127000	935500	852600
Electricity Export off Season (KWH)		5909000	6343000	6117000	6269000	6168000	5763000	5870000	5824000	6175000	6337000
Revenue											
Bagasse for Sale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Displace Electricity		2349505.9	1912612	2386430.	2298436.	2625639.	3544122.	3563134.5	3888527.	3356182.	3181803.
Displace Fuel		1225504.3	1055835	1325682.	1286152.	1481250.	2016688.	2043539.4	2247135.	1955306.	1867975.
Electricity Sold		51388800	5E+07	57244512	60129636	63160169	66343442	69687151.	73199384	76888633	80763820
Total Revenue		54963810.	6E+07	60956625	63714225	67267158	71904253	75293825.	79335047	82200122	85813598
Expenses:											
Fuel		43022019.	5E+07	48223772	51906411	53295953	53404555	55255974.	57584608	61499379	65069938
O&M Cost		2870892	3014436	3165158.	3323416.	3489587.	3664066.	3847269.8	4039633.	4241615.	4453695.
Loan + Interest		978577.05	978577.	978577.0	978577.0	978577.0	978577.0	978577.05	978577.0	978577.0	978577.0
Total Expenses:	7145003.	46871488.	5E+07	52367508	56208404	57764117	58047199	60080921.	62602818	66719571	70502211
Net Cash Flow(Before Tax):	-7145003	8092321.9	5447899	8589117.	7505820.	9503041.	13857053	15212904.	16732228	15480551	15311387
Depreciation:		589462.78	589462.	589462.7	589462.7	589462.7	589462.7	589462.78	589462.7	589462.7	589462.7
Book Value		11318876.	1E+07	10139950	9550487.	8961025.	8371562.	7782099.5	7192636.	6603173.	6013711.
Corporate Tax		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Cash Flow (After Tax):	-7145003	8092321.9	5447899	8589117.	7505820.	9503041.	13857053	15212904.	16732228	15480551	21325098
Cumulative Cash Flow	-7145003	947318.31	6395217	14984334	22490155	31993196	45850250	61063154.	77795383	93275934	1.1E+08

Simple Payback Period	NA Years	Net present Value	50848432 Baht
Internal Rate of Return (IRR)	107.2696 %	Internal IRR Guess	300 %

ตารางที่ 5.6

The Economic Evaluation of [illegible]ration System
Example Sugar Mill (Base Case)
Cogeneration for 10 MW Export

Installed Cost	428464576 Baht	Max.Cont.Rating	10 MW	Buyback Price	1.25 Baht/KWH	Country	THAILAND
Loan Amount	171385830.4 Baht	Loan Term	10 Years	O&M Cost	7141350 Baht	Industry	Sugar Mill
Salvage Value	4284645.76 Baht	Corporate Tax Rate	%	Heating Value of Bagasse	7.53 MJ/KG	Factory	Example
Loan Interest Rate	15.01 %	Depreciat.Policy	Linear	Heating Value of West Fuel	12.68 MJ/KG	Province	
Equity	257078745.6 Baht	Discount Rate	13 %	Heating Value of Fuel Oil	39.77 MJ/Litre	Exchange Rate	25.33 Baht/$ US
Book Life	20 Years	Period Study	10 Year	O&M Cost Growth Rate	5 %	Waste Fuel	0 % Change
Energy Charge	Baht/KW	Contract Term	Years	Electricity Price	0 % Change	Buyback Price	0 % Change
Bagasse Price	0 % Change	Fuel oil Price	0 % Change	Electricity Price	0 % Change		

Year	1991 END	1992 Base Year	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Electricity for Export (KWH)		76800000	76800000	76800000	76800000	76800000	76800000	76800000	76800000	76800000	76800000
Bagasse for Sale (KJ)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Waste Fuel Consumption (KJ)		9.5E+11	1.0E+12	9.6E+11	9.04E+11	9.6E+11	8.6E+11	8.9E+11	8.7E+11	9.2E+11	8.59E+11
Fuel oil Consumption (KJ)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Displace Fuel Oil (KJ)		13410000	16400000	12480000	11150000	12690000	16480000	15930000	16710000	13870000	12540000
Bagasse Price (Baht/KG)		0.12257	0.12724	0.13071	0.13428	0.13785	0.14142	0.14499	0.14856	0.15213	0.1557
Electricity Price (Baht/KWH)		2.597	2.72085	2.835826	2.9493688	3.067335	3.190028	3.317629	3.450335	3.588348	3.7318825
Buyback Price (Baht/KWH)		1.33825	1.419314	1.490762	1.5654759	1.644796	1.727693	1.814760	1.906223	2.002308	2.1032244
Waste Fuel Price (Baht/KG)		0.506547	0.531349	0.557917	0.5858232	0.615103	0.646448	0.678152	0.712058	0.747662	0.7850318
Fuel Oil Price (Baht/Litre)		3.834475	4.019985	4.224559	4.4285963	4.642497	4.866729	5.101792	5.348299	5.606628	5.8773234
Electricity From Utility (KWH)		984700	701400	941500	773300	956000	1111900	1074000	1127000	935300	852600
Electricity for Export Off Season (KWH)		59200000	63400000	62200000	62700000	61700000	57600000	56700000	58200000	61700000	63400000
Revenue											
Displace Electricity		2343505.	1912612.	2306630.	2239426.9	2625639.	3544122.	3563334.	3888527.	3356182.	3181983.0
Displace Fuel		5222504.	3963835.	5325603.	5306152.5	1481350.	2016668.	3542539.	2247135.	1955306.	1867975.0
Electricity Sold		1.2E+08	1.1E+08	1.1E+08	120233272	1.3E+08	1.3E+08	1.4E+08	1.5E+08	1.5E+08	161527640
Total Revenue		1.1E+08	1.1E+08	1.2E+08	122841861	1.3E+08	1.4E+08	1.4E+08	1.5E+08	1.6E+08	166577418
Expenses:											
- Fuel		27734682	43222609	42446599	45665205.	46535633	45704741	47534821	48824446	54989761	55424190.
O&M Cost		7341350	7488425.	7873347.	8267014.5	8680365.	9114383.	9570102.	10048607	10551038	11078590.
Loan + Interest		35209411	35209411	35209411	35209411.	35209411	35209411	35209411	35209411	35209411	35209411.
Total Expenses:	257078745.	80554632	85033447	85525223	88941631.	90422200	90928536	92314335	94139465	1.0E+08	105712191
Net Cash Flow(Before Tax):	-257078745	35247778	28330645	32871779	34902220.	40002128	40219155	52666841	58341966	58128544	60865226.
Depreciation:		21200996	21200996	21200996	21200996.	21200996	21200996	21200996	21200996	21200996	21200996.
Book Value		4.1E+08	3.9E+08	3.6E+08	343420595	3.2E+08	3.0E+08	2.8E+08	2.6E+08	2.4E+08	215374610
Corporate Tax		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Cash Flow (After Tax):	-257078745	35247778	28330645	32871779	34902220.	40002128	40219155	52666641	58341966	58338544	277239837
Cumulative Cash Flow	-257078745	-2.2E+08	-2.0E+08	-1.7E+08	-1.36E+08	-9.6E+07	-4.8E+07	4581617.	62923563	1.2E+08	288501966

Simple Payback Period	<7 Years	Net present Value	21602268. Baht
Internal Rate of Return (IRR)	20.44258 %	Internal IRR Guess	100 %

ตารางที่ 5.7 ผลการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์การลงทุนผลิตไฟฟ้า
เพื่อการจำหน่ายขนาด 1 MW 5 MW และ 10 MW
ที่ราคาไฟฟ้าซื้อคืน 1.25 บาท

โครงการผลิตไฟฟ้า	ผลตอบแทนการลงทุน		
ขนาด	IRR(%)	NPV(บาท)	Payback Period (ปี)
1 เมกกะวัตต์	628.374	67,949,087	-
5 เมกกะวัตต์	107.269	50,848,432	-
10 เมกกะวัตต์	14.443	21,603,268	7

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.8 รายได้จากการขายกากอ้อยตามโครงการที่ 1

ปี	กากอ้อยทั้งหมด (ตัน)	กากอ้อยขาย (ตัน)	ราคากากอ้อย (บาท/ตัน)	จำนวนเงิน (บาท)
2535	216,101	50,135.43	127.14	6,374,218
2536	167,547	38,870.90	130.71	5,080,815
2537	200,997	46,631.30	134.28	6,261,651
2538	186,142	43,184.94	137.86	5,953,476
2539	204,457	47,434.02	141.43	6,708,594
2540	265,450	61,584.40	145.00	8,929,738
2541	256,616	59,534.91	148.57	8,845,101
2542	269,258	62,467.85	152.14	9,503,859
2543	223,398	51,828.33	155.71	8,070,190
2544	203,658	47,248.65	159.28	7,525,765

หมายเหตุ กากอ้อยขาย = 23.2% ของกากอ้อยทั้งหมด(ดูภาคผนวก ฎ)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.9 การเปรียบเทียบโครงการผลิตไฟฟ้าจำหน่ายขนาด 1 MW(2) , 5 MW(3) และการขายกากอ้อย(1) เมื่อราคาไฟฟ้าซื้อคืนเท่ากับ 1.25 บาท /KWH

	ปี	โครงการ	
		2-1	3-2
เงินลงทุน(บาท)	2534	-1,676,643	-5,468,360
กระแสเงินสด	2535	4,456,180	-2,738,076
(บาท)	2536	3,227,085	-3,000,000
	2537	4,807,908	-2,480,513
	2538	4,564,535	-3,012,190
	2539	5,740,775	-2,946,687
	2540	7,585,910	-2,658,594
	2541	8,059,485	-1,691,681
	2542	8,787,827	-1,559,457
	2543	8,769,922	-1,359,560
	2544	9,618,232	-4,181,101
IRR (%)		252.92	-

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นั้น

5.4 การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความไวมีจุดประสงค์เพื่อชี้ให้เห็นภาพของการเปลี่ยนแปลงอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เมื่อตัวแปรทางเศรษฐกิจต่างๆ ได้เปลี่ยนแปลงไปตามสถานการณ์ที่ผันแปร

5.4.1 ผลจากการเปลี่ยนแปลงเงินลงทุน

ผลกระทบของเงินลงทุนในระบบโคเยนเนอเรชั่นมาจากเงินลงทุน เงินลงทุนมีบทบาทที่สำคัญในการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐกิจของโครงการ ตารางที่ 5.10 และรูปที่ 5.1 แสดงผลกระทบของเงินลงทุนต่อ IRR การเพิ่มเงินลงทุน 1% ทำให้ IRR ลดลง 4.32 %

5.4.2 ผลจากการเปลี่ยนแปลงราคาไฟฟ้าซื้อคืน

ผลกระทบของราคาไฟฟ้าซื้อคืนที่เพิ่มขึ้นจะทำให้การลงทุนน่าสนใจมากยิ่งขึ้น ตารางที่ 5.11 และ รูปที่ 5.2 แสดงผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงราคาไฟฟ้าซื้อคืนต่อ IRR ราคาไฟฟ้าซื้อคืนเพิ่มขึ้น 1% ทำให้ IRR เพิ่มขึ้น 511%

5.4.3 ผลจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้า

เนื่องจากราคาไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าไม่คงที่ตลอดเวลา ดังนั้นอัตราการเพิ่มขึ้นที่เปลี่ยนแปลงในช่วง 0 ถึง 10 จะได้รับการทดลอง ตารางที่ 5.12 และรูปที่ 5.3 แสดงการเปลี่ยนแปลงอัตราเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าผลที่ได้สรุปว่า อัตราการเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1% จะทำให้ IRR เพิ่มขึ้น 1.5% แนวโน้มของ IRR ที่เพิ่มขึ้นมาจากรายได้ในการทดแทนปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้า

5.4.4 ผลจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการเพิ่มขึ้นของเชื้อเพลิง

การเปลี่ยนแปลงอัตราเพิ่มขึ้นของราคาเชื้อเพลิงมีลักษณะเช่นเดียวกับราคาไฟฟ้า คือมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ตารางที่ 5.13 และรูปที่ 5.4 แสดงอัตราเพิ่มขึ้นของราคากากอ้อยกับ IRR ผลที่ได้แสดงว่าอัตราเพิ่มของราคากากอ้อยมีผลกระทบต่อโครงการ

น้อยมาก อัตราเพิ่มของราคากากอ้อยเพิ่มขึ้น 1 % ทำให้ค่า IRR เปลี่ยนแปลง 0.0002 %

ผลของการเปลี่ยนแปลงอัตราเพิ่มขึ้นของราคาเศษอ้อยแสดงดังตาราง 5.14 และรูปที่ 5.5 จากผลที่ได้สรุปว่าการเพิ่มอัตราการเพิ่มของราคาเศษอ้อย 1 ทำให้ IRR ลดลง1.25% ตารางที่ 5.15 และ รูปที่ 5.6 แสดงให้เห็นว่าอัตราการเพิ่มของราคาน้ำมันเตา เพิ่ม 1% ทำให้ IRR เพิ่มขึ้น 0.765% เนื่องจากรายได้จากการทดแทนน้ำมันเตาเพิ่มขึ้น

5.4.5 ผลจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงและค่าเนินการ

ผลของการคำนวนแสดงไว้ในตารางที่ 5.16 และรูปที่ 5.7 จากผลที่ได้สรุปได้ว่า อัตราการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงและดำเนินการเพิ่มขึ้นนั้น 1% ทำให้ IRR ลดลง 0.23%

5.4.6 ผลจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้

ในกรณีที่กู้เงินมาลงทุนมีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ซึ่งเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาตามสภาวะเศรษฐกิจ ตารางที่ 5.17 และรูปที่ 5.8 แสดงให้เห็นว่า อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้น 1% ทำให้ IRR ลดลง 0.5%

5.4.7 ผลจากการเปลี่ยนแปลงอัตราการเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าซื้อคืน

ผลของการคำนวนแสดงไว้ในตารางที่ 5.18 และรูปที่ 5.9 จากผลที่ได้สรุปได้ว่า อัตราการเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าซื้อคืน 1% ทำให้ IRR เพิ่มขึ้น 6.86%

5.4.8 ผลจากการเปลี่ยนแปลงมูลค่าซาก

ผลของการคำนวนแสดงไว้ในตารางที่ 5.19 และรูปที่ 5.10 จากผลที่ได้สรุปได้ว่ามูลค่าซากมีผลกระทบต่อโครงการน้อยมาก ค่า IRR จึงไม่เปลี่ยนแปลง

5.4.9 ผลจากการเปลี่ยนแปลงอายุการใช้งาน

ผลของการคำนวนแสดงไว้ในตารางที่ 5.20 และรูปที่ 5.11 จากผลที่ได้สรุปได้ว่าอายุการใช้งานมีผลกระทบต่อการตัดสินใจโครงการน้อย

5.4.10 ผลจากการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพหม้อไอน้ำ

การผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกกะวัตต์ของโรงงานน้ำตาลตัวอย่างในช่วง

ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นอกฤดูหีบอ้อยจะผลิตไอน้ำไม่เต็มกำลังการผลิตคือประมาณ 20 เปอร์เซ็นต์กำลังการผลิตของหม้อไอน้ำ ในการศึกษาครั้งนี้กำหนดให้หม้อไอน้ำคงที่ตลอดปี ดังนั้นตารางที่ 5.24และรูปที่ 5.12 แสดงผลการศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงประสิทธิภาพหม้อไอน้ำต่อค่า IRR

จากรูปที่ 5.12 จะเห็นว่าโครงการดังกล่าวเป็นที่น่าสนใจเมื่อประสิทธิภาพหม้อไอน้ำในช่วงนอกฤดูหีบจะต้องไม่ต่ำกว่า 50.29 เปอร์เซ็นต์ คือประสิทธิภาพหม้อไอน้ำจะลดลงได้ไม่เกิน 26.17 เปอร์เซ็นต์ แต่จากภาคผนวก ฝ แสดงว่าประสิทธิภาพหม้อไอน้ำที่ลดลงเนื่องจากภาระไม่เต็มกำลังการผลิตนั้นจะลดลงไม่เกิน 8 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นการลดลงของประสิทธิภาพหม้อไอน้ำเนื่องจากการผลิตไม่เต็มกำลังการผลิตมีผลต่อค่า IRR น้อยและไม่มีผลต่อการเลือกโครงการดังกล่าว

สรุปได้ว่าราคาไฟฟ้าซื้อคืนมีผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนการลงทุนของโครงการมากที่สุด อัตราเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าซื้อคืนและเงินลงทุนมีผลกระทบต่อการลงทุนรองลงมาตามลำดับ ตารางที่ 5.21 แสดงว่าโครงการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกกะวัตต์จะเป็นที่ยอมรับเมื่อเทียบกับการขายกากอ้อย ถ้าอัตราเพิ่มขึ้นของราคาไฟฟ้าซื้อคืนลดลงไม่มากกว่า 30.87%

ตารางที่ 5.22 แสดงให้เห็นว่าราคาไฟฟ้าซื้อคืนตั้งแต่ 0.7 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ขึ้นไป จะทำให้โครงการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกกะวัตต์ เป็นที่น่าสนใจ ตารางที่ 5.23 แสดงให้เห็นว่าเมื่อเงินลงทุนที่คาดการณ์เพิ่มขึ้นจากตัวเลขประมาณการพื้นฐาน 101% โครงการดังกล่าวยังเป็นที่น่าสนใจในการลงทุน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.10

Sensitivity Analysis Variation in Installation Cost

Installation Cost (% increase)	IRR (%)
0	628.374
10	568.856
20	519.322
30	477.466
40	441.64
50	410.638

Regression Output:

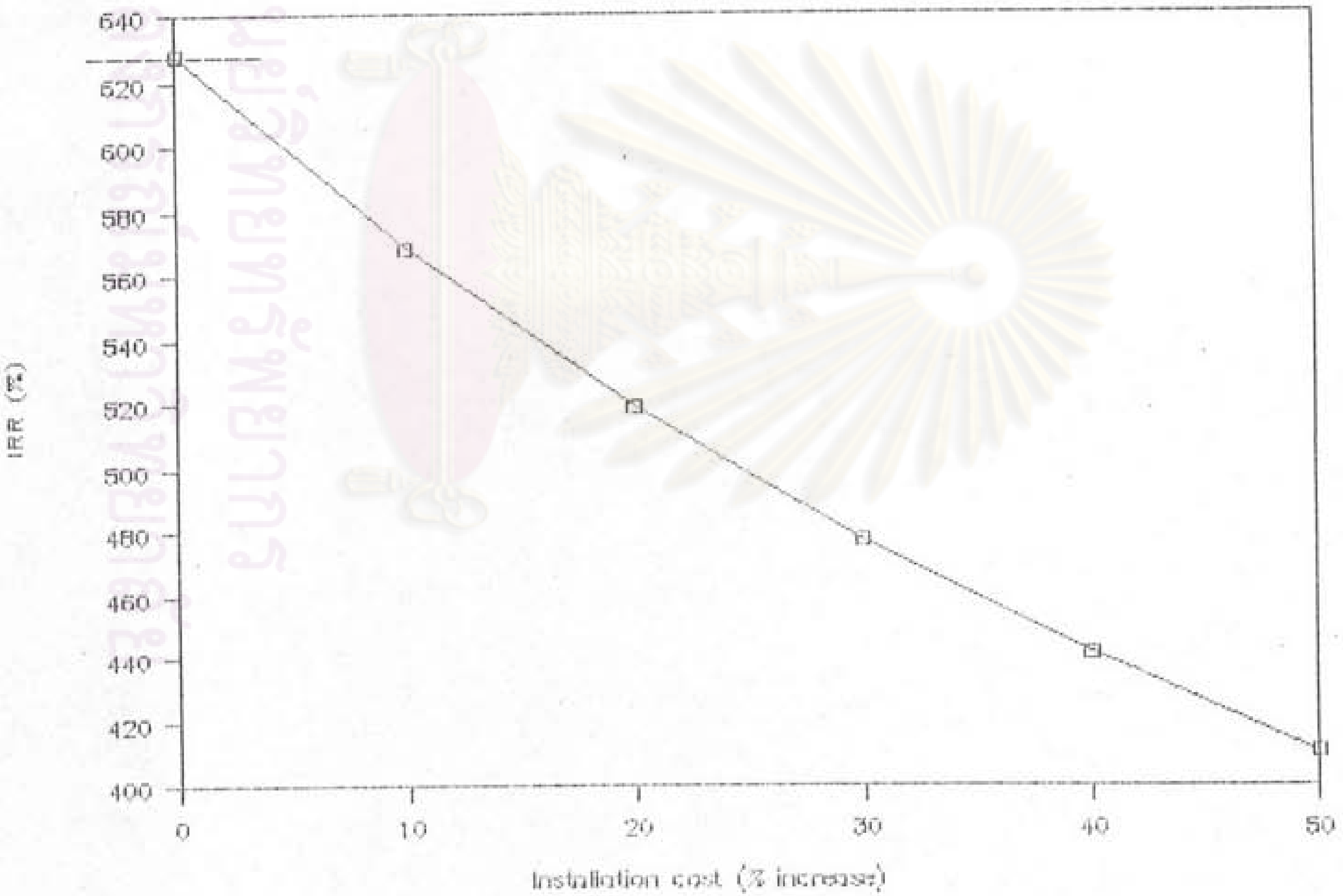
Constant		615.7291
Std Err of Y Est		10.83098
R Squared		0.985839
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	-4.32052	
Std Err of Coef.	0.258910	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.1

Sensitivity Analysis Variation in

Installation Cost



ตารางที่ 5.11

Sensitivity Analysis Variation in Buyback Price

Buyback price (Baht)	IRR (%)
0.8	398.45
1	501.41
1.1	552.38
1.15	577.77
1.2	603.09
1.25	628.37

Regression Output:

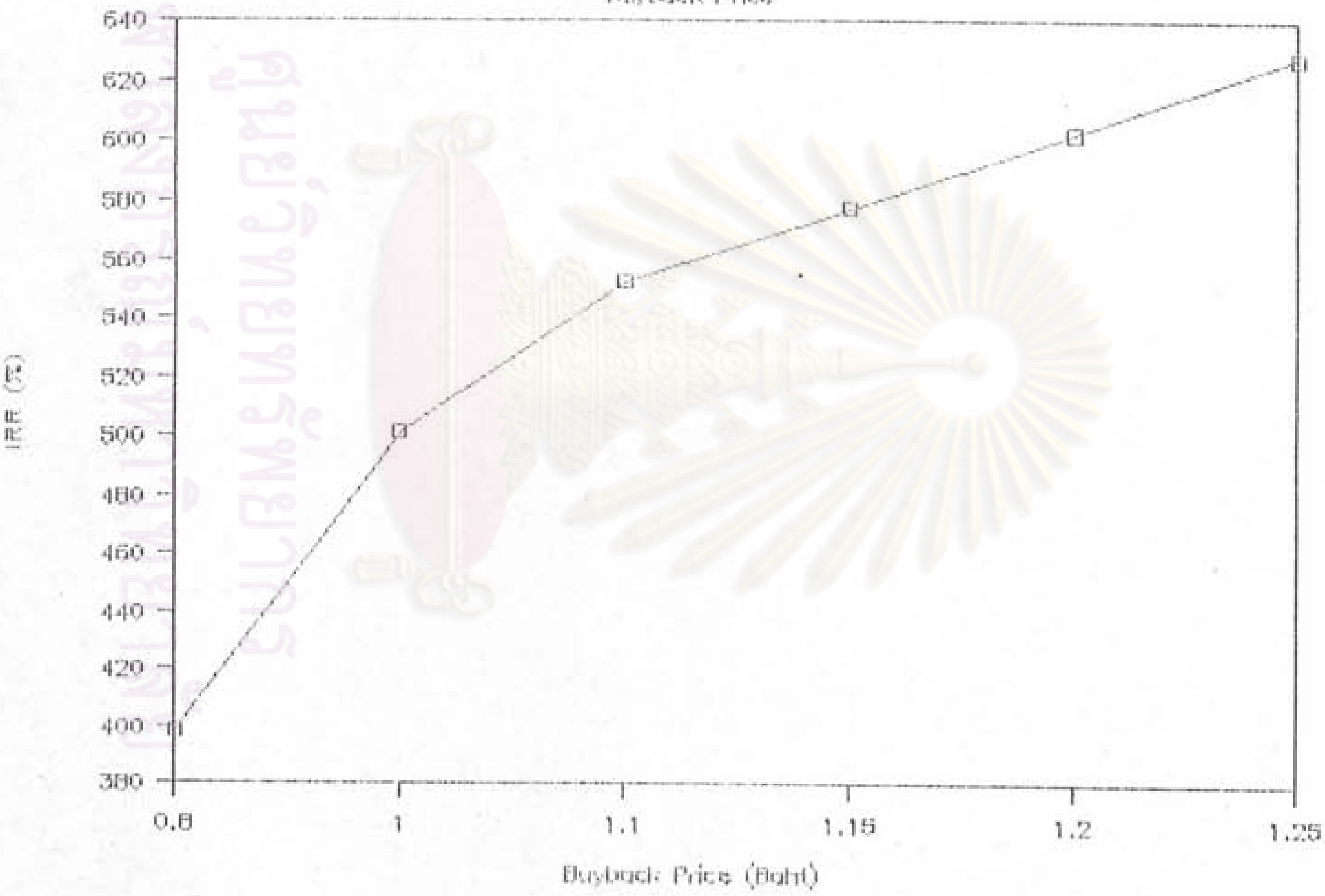
Constant		-10.0171
Std Err of Y Est		0.367332
R Squared		0.999984
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	511.0112	
Std Err of Coef.	1.005981	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.2

Sensitivity Analysis Variation in

Buyback Price



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.12

Sensitivity Analysis Variation in Electricity Price Escalation Rate

Elect.Price Escalation (% increase)	IRR (%)
0	628.374
2	631.395
4	634.429
6	637.476
8	640.536
10	643.609

Regression Output:

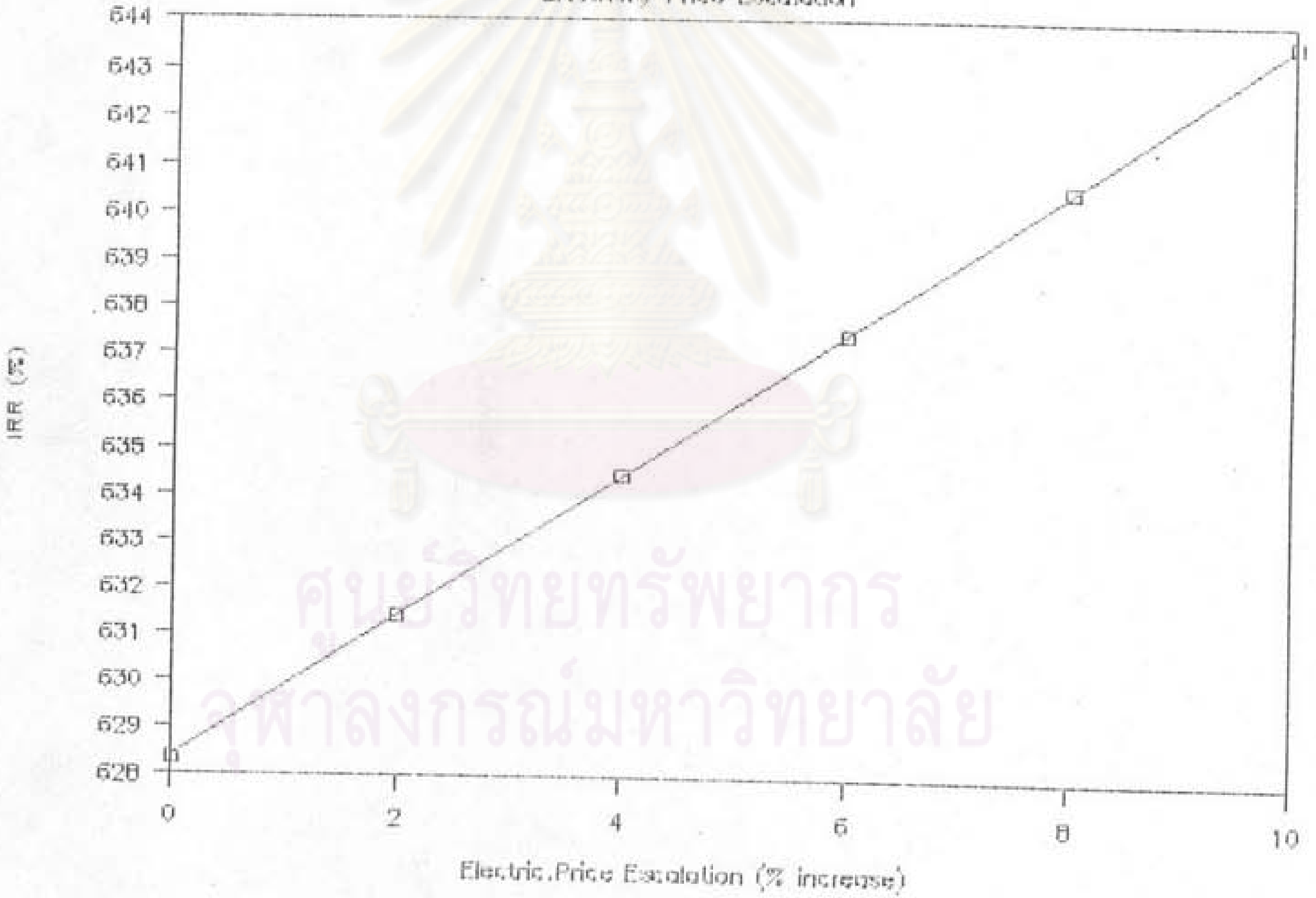
Constant	628.3523
Std Err of Y Est	0.019857
R Squared	0.999990
No. of Observations	6
Degrees of Freedom	4
X Coefficient(s)	1.5235
Std Err of Coef.	0.002373

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.3

Sensitivity Analysis Variation in

Electricity Price Escalation



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.13

Sensitivity Analysis:Variation in Bagasse Price Escalation Rate

Bagasse Price Escalation (% increase)	IRR (%)
0	628.374
2	628.374
4	628.374
6	628.375
8	628.375
10	628.376

Regression Output:

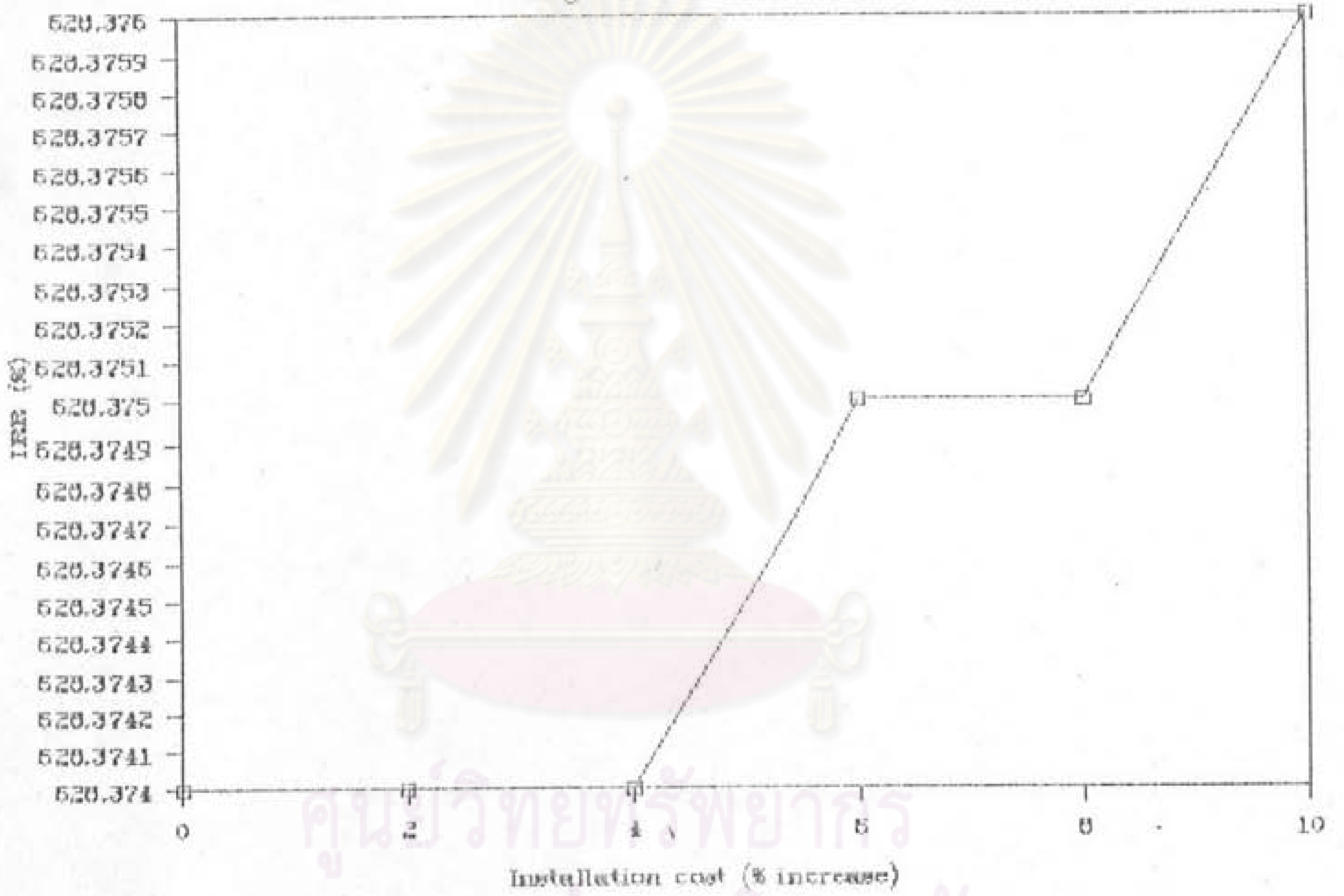
Constant		628.3736
Std Err of Y Est		0.000365
R Squared		0.840035
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	0.0002	
Std Err of Coef.	0.000043	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.4

Sensitivity Analysis Variation in

Bagasse Price Escalation



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.14

Sensitivity Analysis Variation in
Waste Fuel Price Escalation Rate

Waste fuel price Escalation (% increase)	IRR (%)
0	628.374
2	626.043
4	623.631
6	621.135
8	618.553
10	615.881

Regression Output:

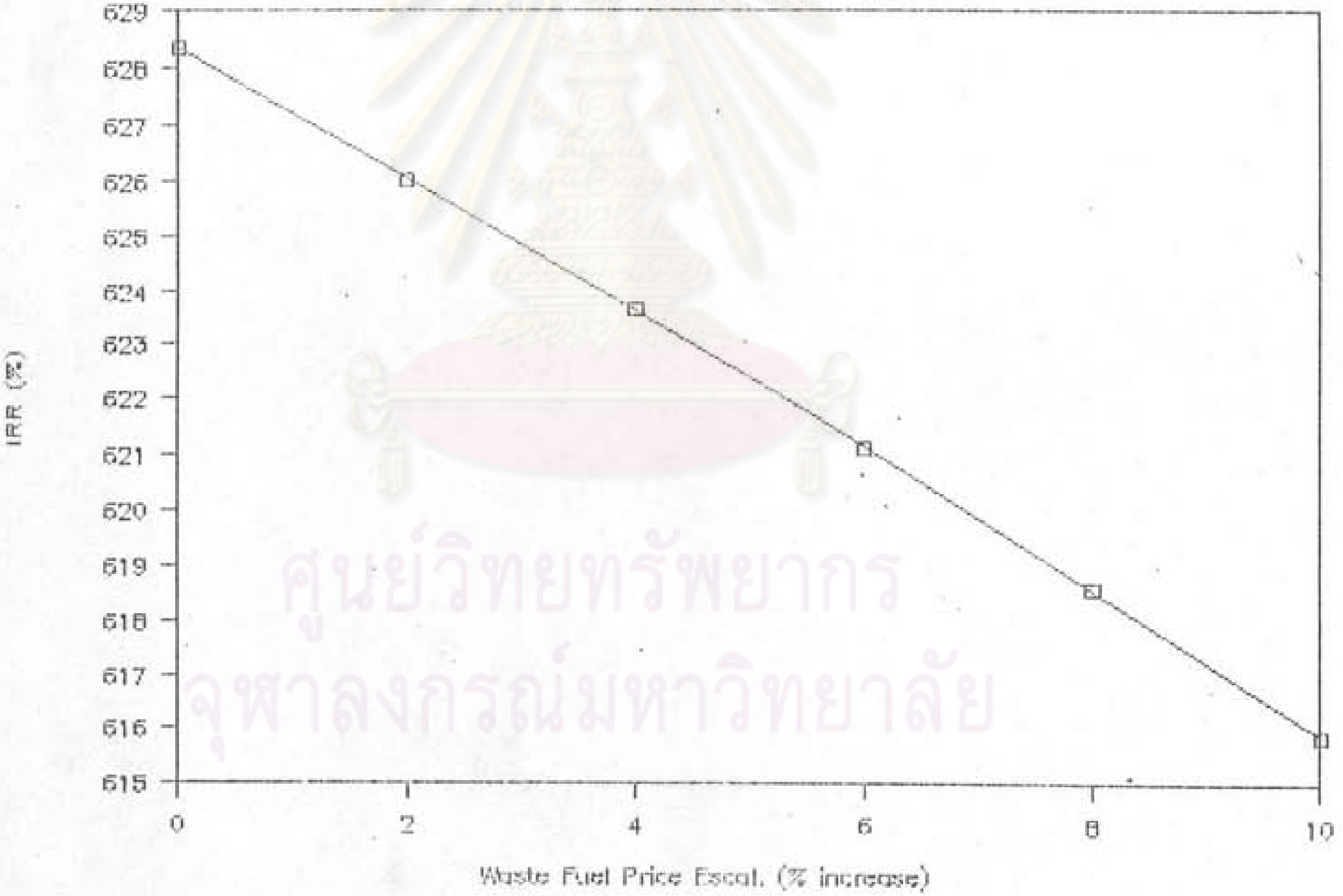
Constant		628.5145
Std Err of Y Est		0.130126
R Squared		0.999380
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	-1.24901	
Std Err of Coef.	0.015553	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.5

Sensitivity Analysis Variation in

Waste Fuel Price Escalation Rate



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.15

Sensitivity Analysis Variation in Fuel Oil Price Escalation Rate

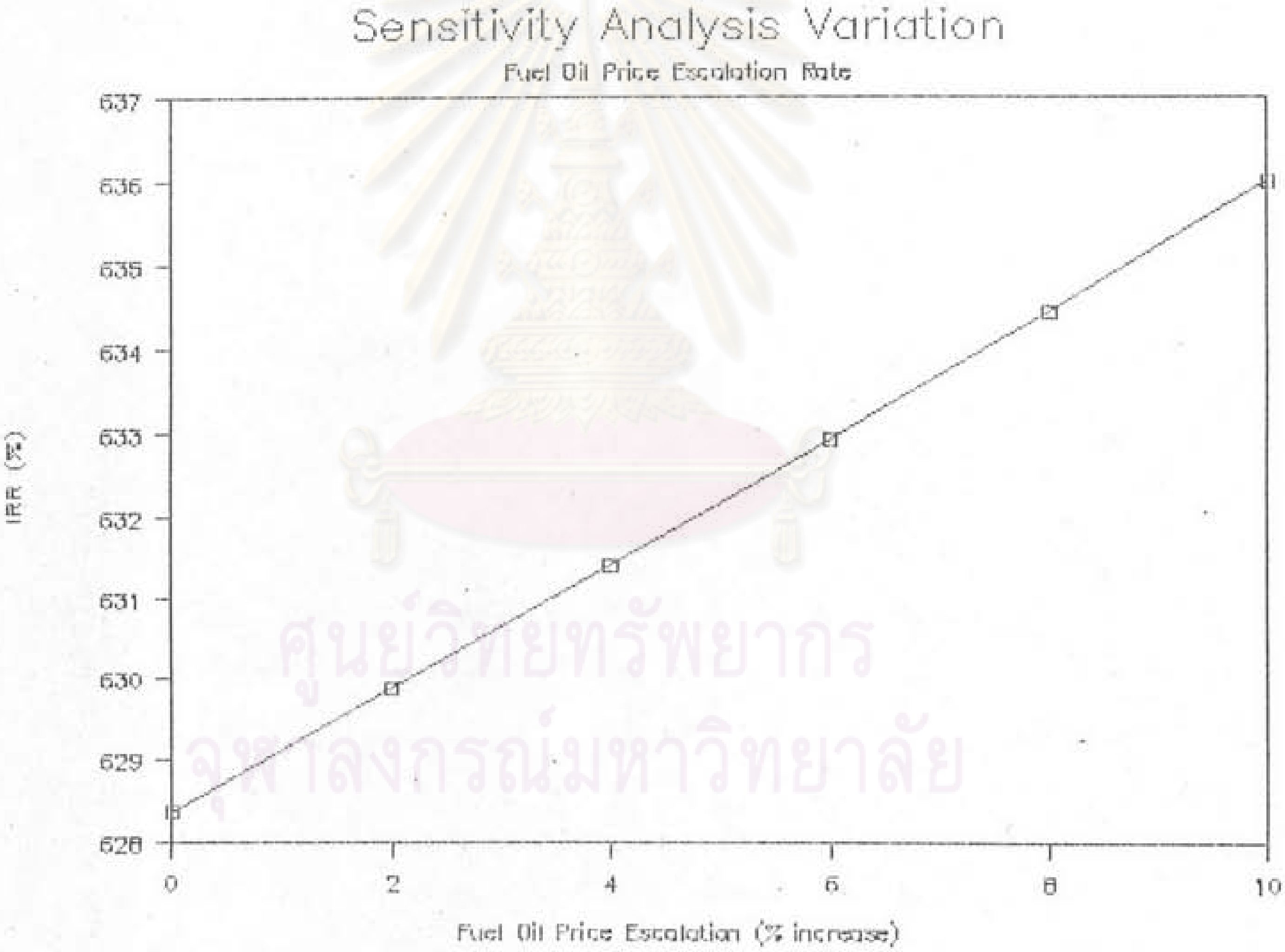
Fuel oil price Escalation (% increase)	IRR (%)
0	628.374
2	629.889
4	631.412
6	632.943
8	634.481
10	636.027

Regression Output:

Constant		628.3610
Std Err of Y Est		0.011730
R Squared		0.999986
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	0.765314	
Std Err of Coef.	0.001402	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.6



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.16

Sensitivity Analysis Variation in O&M Cost Escalation Rate

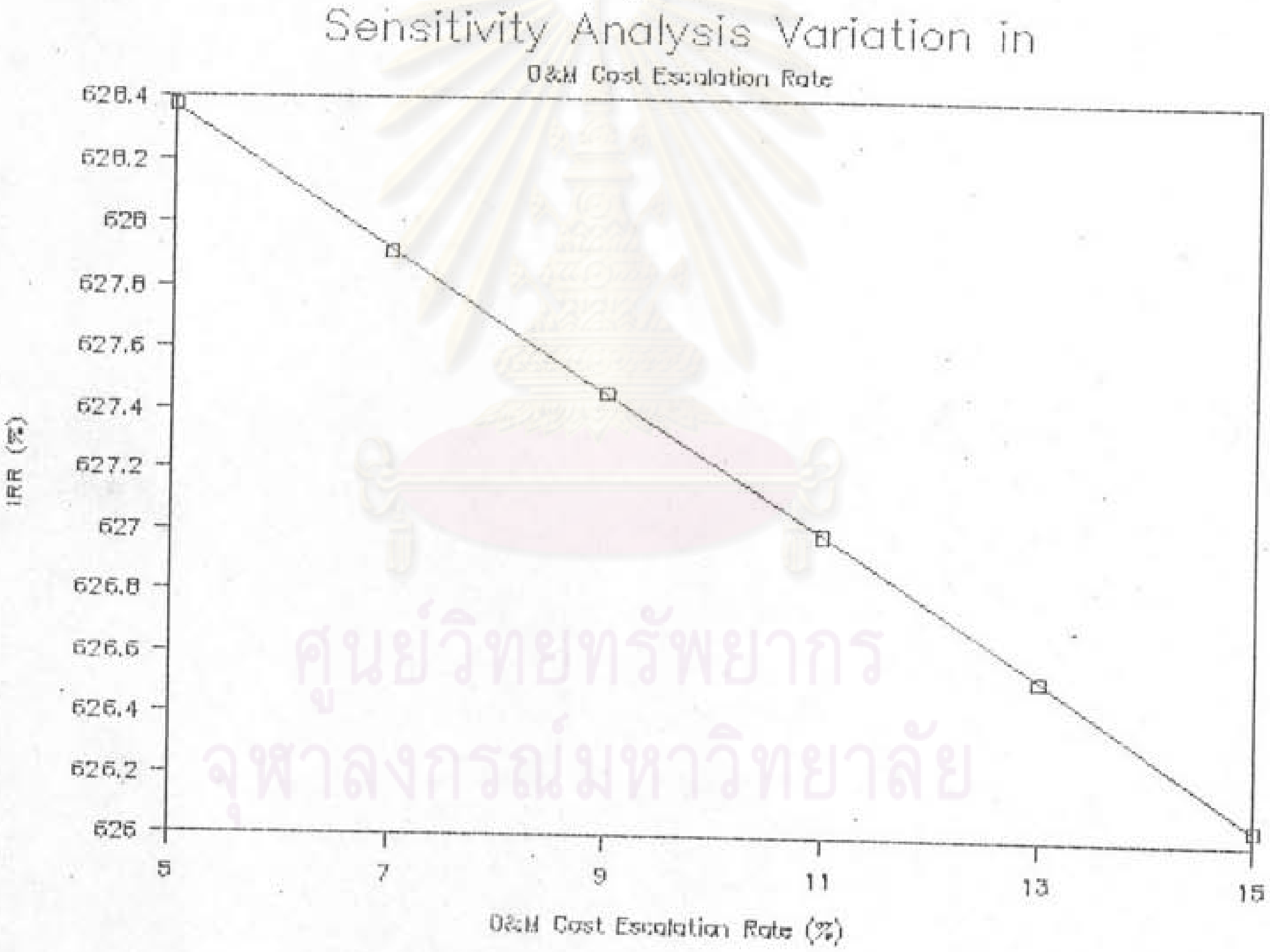
O&M cost Escalation (%)	IRR (%)
5	628.374
7	627.915
9	627.457
11	626.993
13	626.526
15	626.054

Regression Output:

Constant		629.5385
Std Err of Y Est		0.005605
R Squared		0.999966
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	-0.23187	
Std Err of Coef.	0.000669	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.7


Sensitivity Analysis Variation in
O&M Cost Escalation Rate
628.4
628.2
628
627.8
627.6
627.4
627.2
627
626.8
626.6
626.4
626.2
626
IRR (%)
5
7
9
11
13
15
O&M Cost Escalation Rate (%)

ตารางที่ 5.17

Sensitivity Analysis Variation in Loan Interest

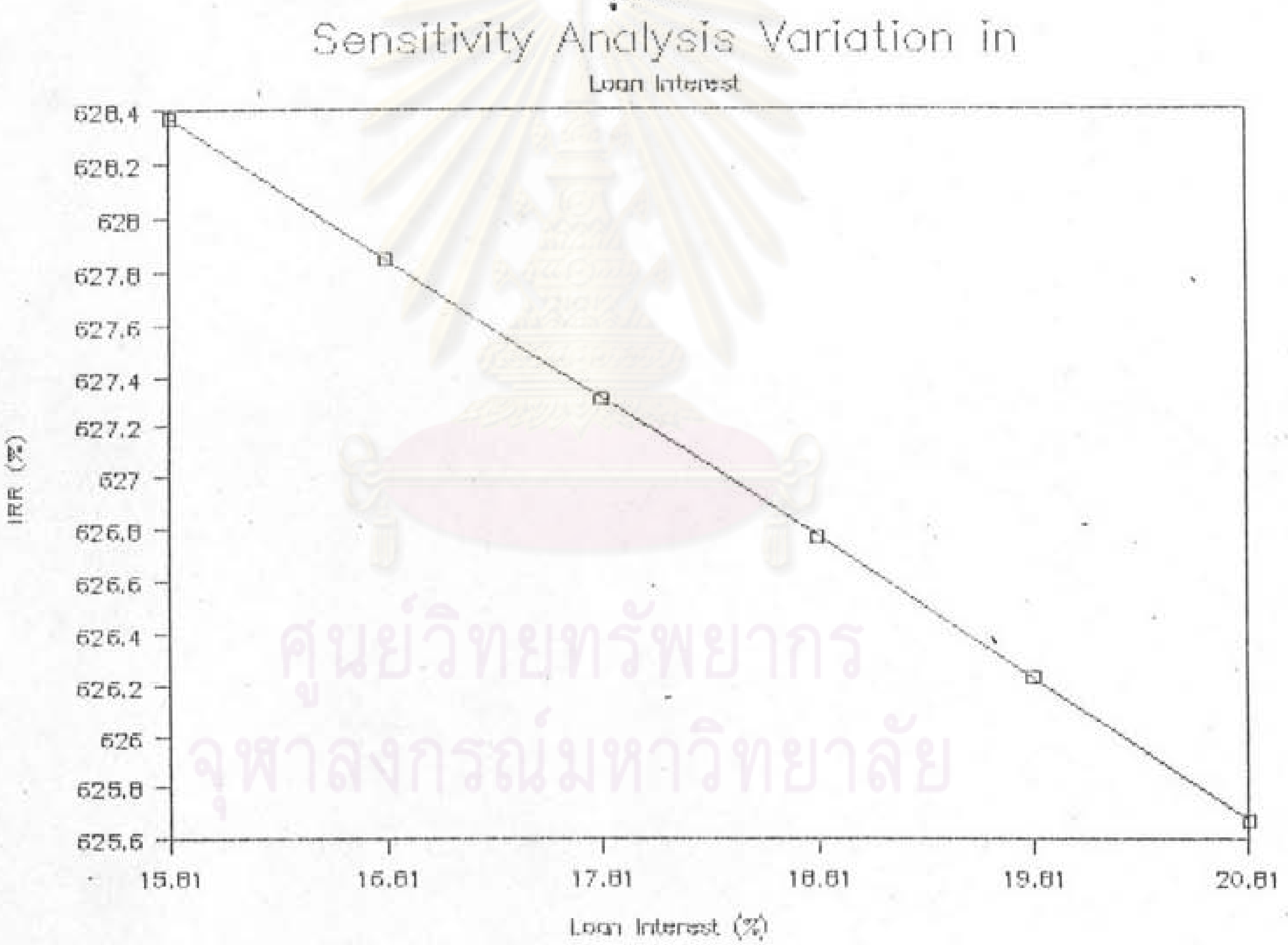
Loan Interest (%)	IRR (%)
15.81	628.374
16.81	627.848
17.81	627.314
18.81	626.774
19.81	626.228
20.81	625.675

Regression Output:

Constant		636.9202
Std Err of Y Est		0.009989
R Squared		0.999921
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	-0.53985	
Std Err of Coef.	0.002387	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.8



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.18

Sensitivity Analysis Variation in Buyback Price Escalation Rate

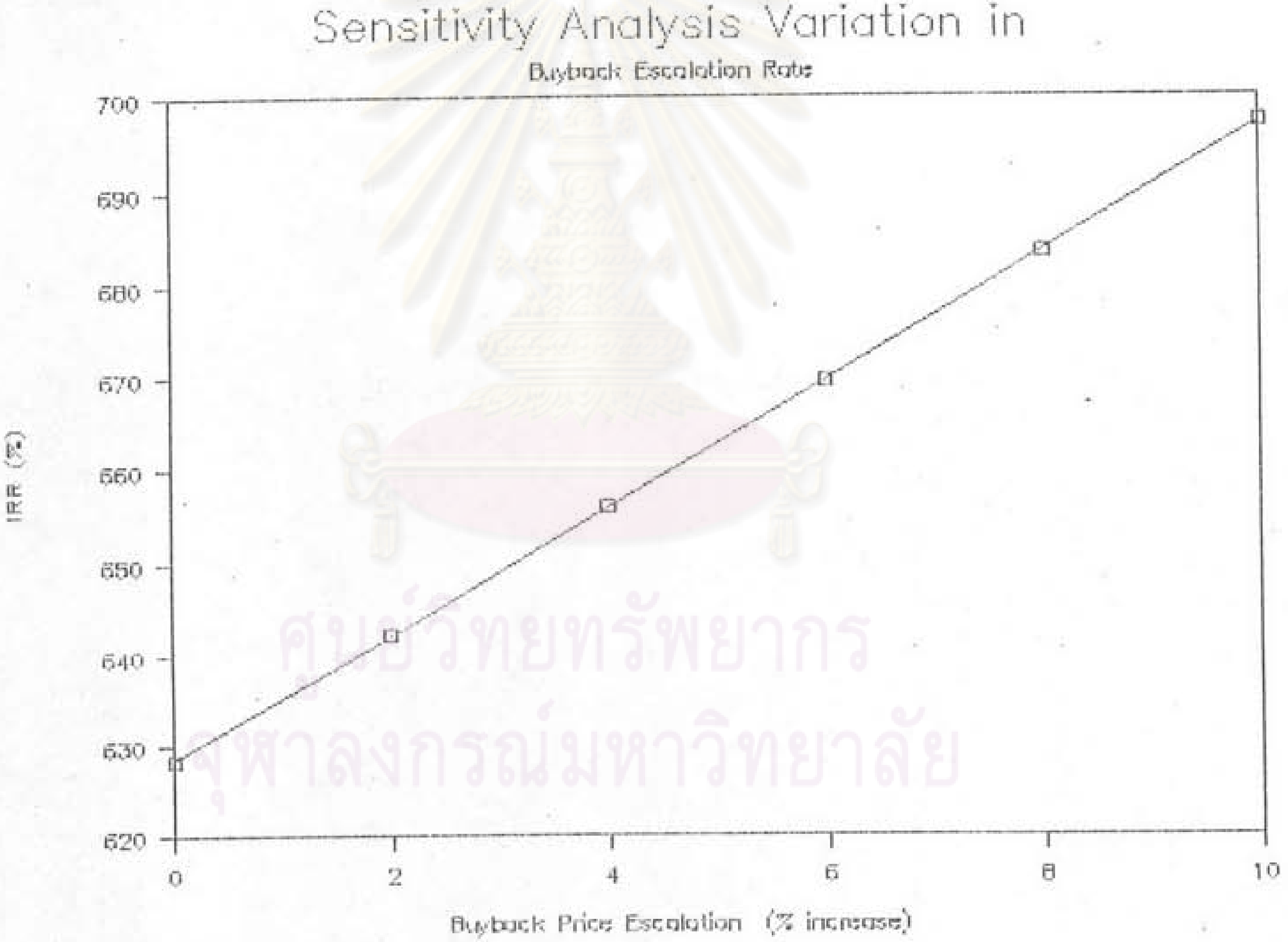
Buyback Price Escalation (% increase)	IRR (%)
0	628.374
2	642.187
4	655.985
6	669.771
8	683.543
10	697.304

Regression Output:

Constant	628.3960
Std Err of Y Est	0.019867
R Squared	0.999999
No. of Observations	6
Degrees of Freedom	4
X Coefficient(s)	6.892914
Std Err of Coef.	0.002374

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.9



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.19

Sensitivity Analysis Variation in Salvage Value

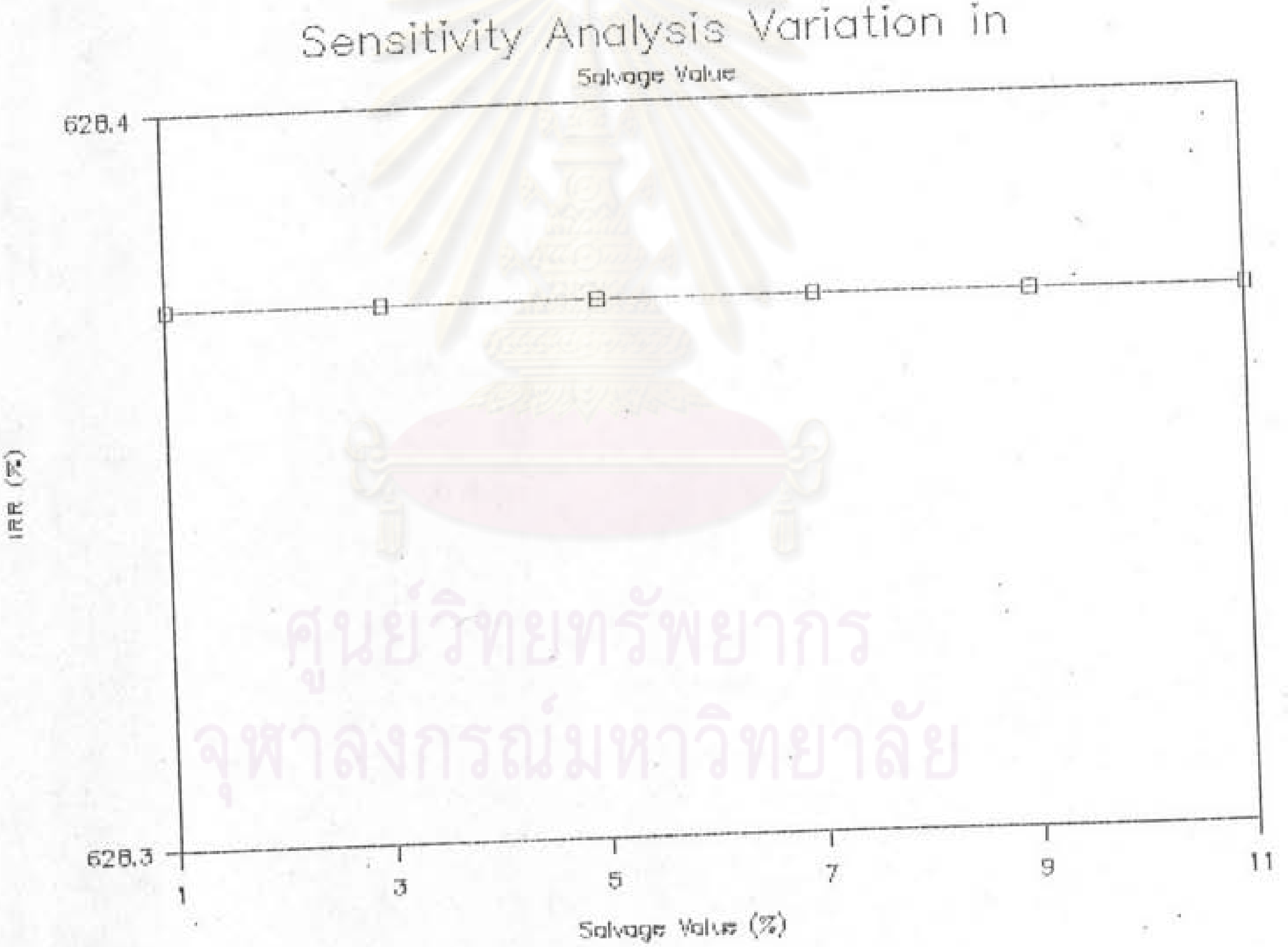
Salvage Value (%)	IRR (%)
1	628.374
3	628.374
5	628.374
7	628.374
9	628.374
11	628.374

Regression Output:

Constant		628.374
Std Err of Y Est		0
R Squared		ERR
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	0	
Std Err of Coef.	0	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.10



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.20

Sensitivity Analysis:Variation in Machine Age

Machine Age (Years)	IRR (%)
5	628.364
6	628.372
7	628.373
8	628.374
9	628.374
10	628.374

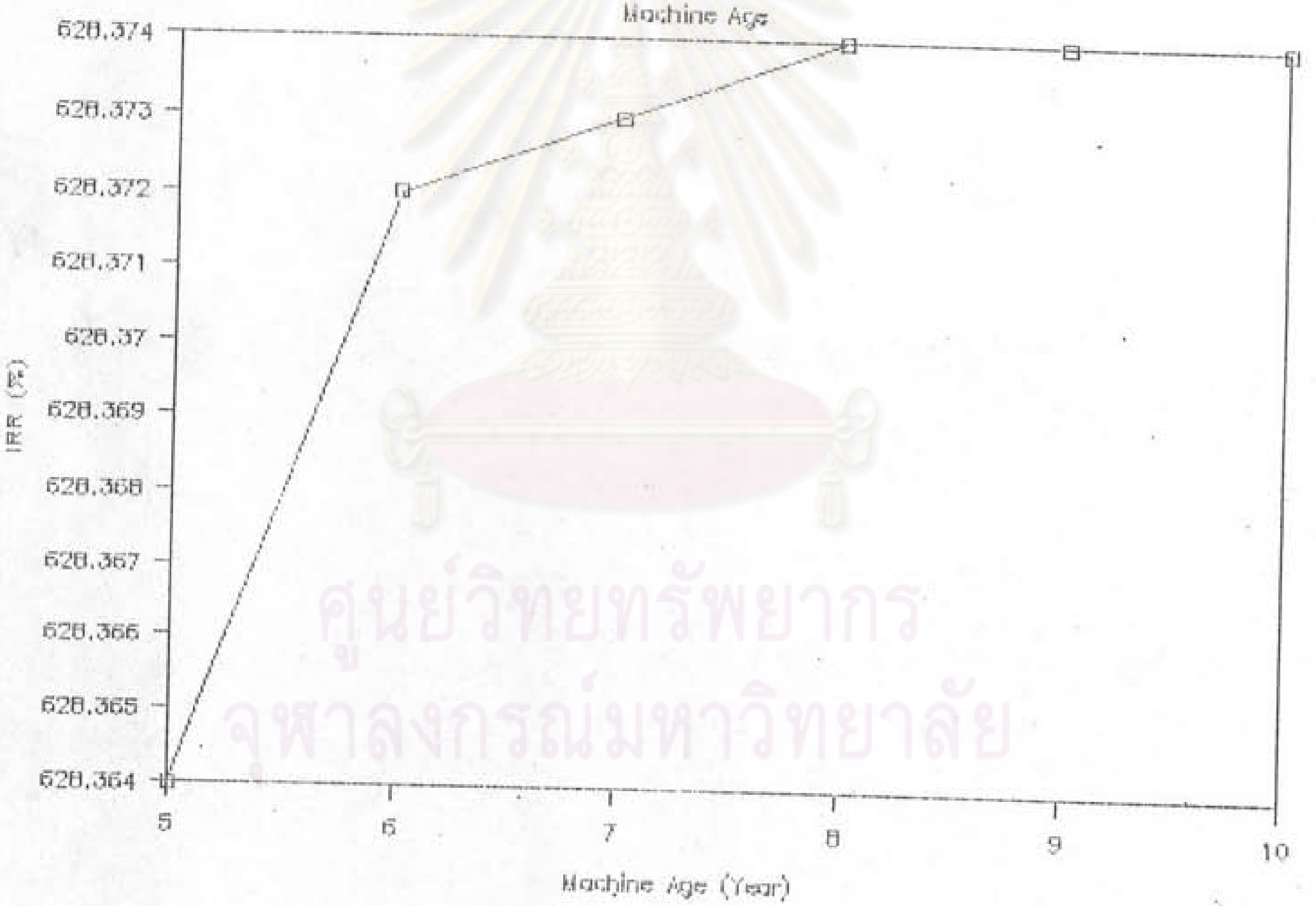
Regression Output:

Constant	628.3736
Std Err of Y Est	0.000365
R Squared	0.840035
No. of Observations	6
Degrees of Freedom	4
X Coefficient(s)	0.0002
Std Err of Coef.	0.000043

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.11

Sensitivity Analysis Variation in



ตารางที่ 5.21

Sensitivity Analysis Variation in
Buyback Price Escalation Rate of Project 2 vs 1

Buyback Price Escalation (% increase)	IRR (%)
0	262.774
2	279.364
4	295.628
6	311.621
8	327.384
10	342.952

Regression Output:

Constant		263.2198
Std Err of Y Est		0.389186
R Squared		0.999865
No. of Observations		6
Degrees of Freedom		4
X Coefficient(s)	8.013471	
Std Err of Coef.	0.046516	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.22

Sensitivity Analysis Variation in
Buyback Price of Project 2 vs 1

Buyback Price (Baht)	IRR (%)
1.25	262.77
1.20	237.37
1.15	211.95
1.10	186.56
0.80	49.27
0.70	19.72

Regression Output:

Constant	-301.088
Std Err of Y Est	6.352645
R Squared	0.996888
No. of Observations	6
Degrees of Freedom	4
X Coefficient(s)	447.4464
Std Err of Coef.	12.49868

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.23

Sensitivity Analysis Variation in
Installation Cost of Project 2 vs 1

Installation Cost (% increase)	IRR (%)
0	262.774
10	237.393
20	198.65
30	183.558
40	170.549

Regression Output:

Constant		258.2418
Std Err of Y Est		8.947452
R Squared		0.959417
No. of Observations		5
Degrees of Freedom		3
X Coefficient(s)	-2.38285	
Std Err of Coef.	0.282943	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.24

Sensitivity Analysis Variation in Boiler Efficiency

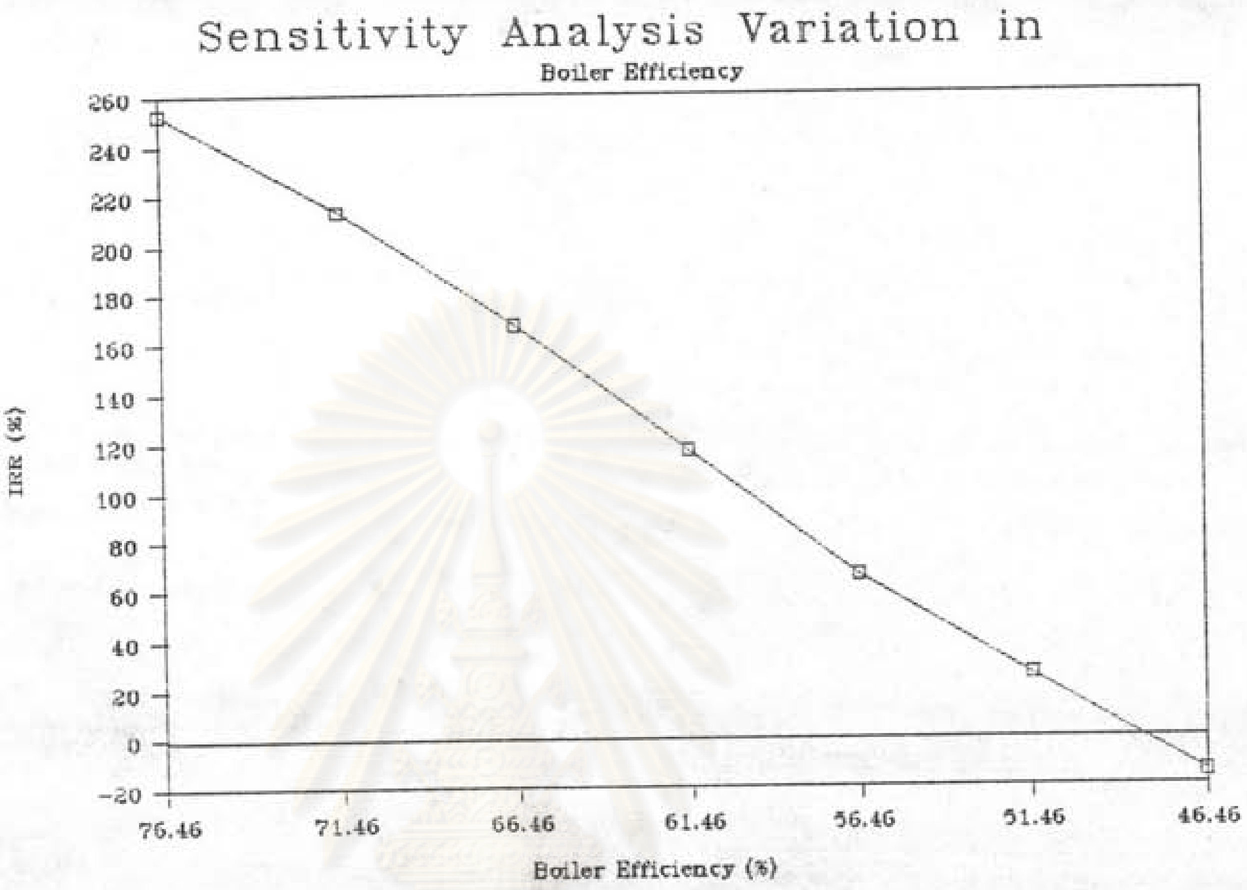
Boiler Efficiency (%)	IRR (%)
76.46	252.93
71.46	213.06
66.46	167.30
61.46	116.05
56.46	65.43
51.46	25.19
46.46	-14.67

Regression Output:

Constant		-444.201
Std Err of Y Est		4.551515
R Squared		0.998234
No. of Observations		7
Degrees of Freedom		5
X Coefficient(s)	9.145785	
Std Err of Coef.	0.172031	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ 5.12



ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย