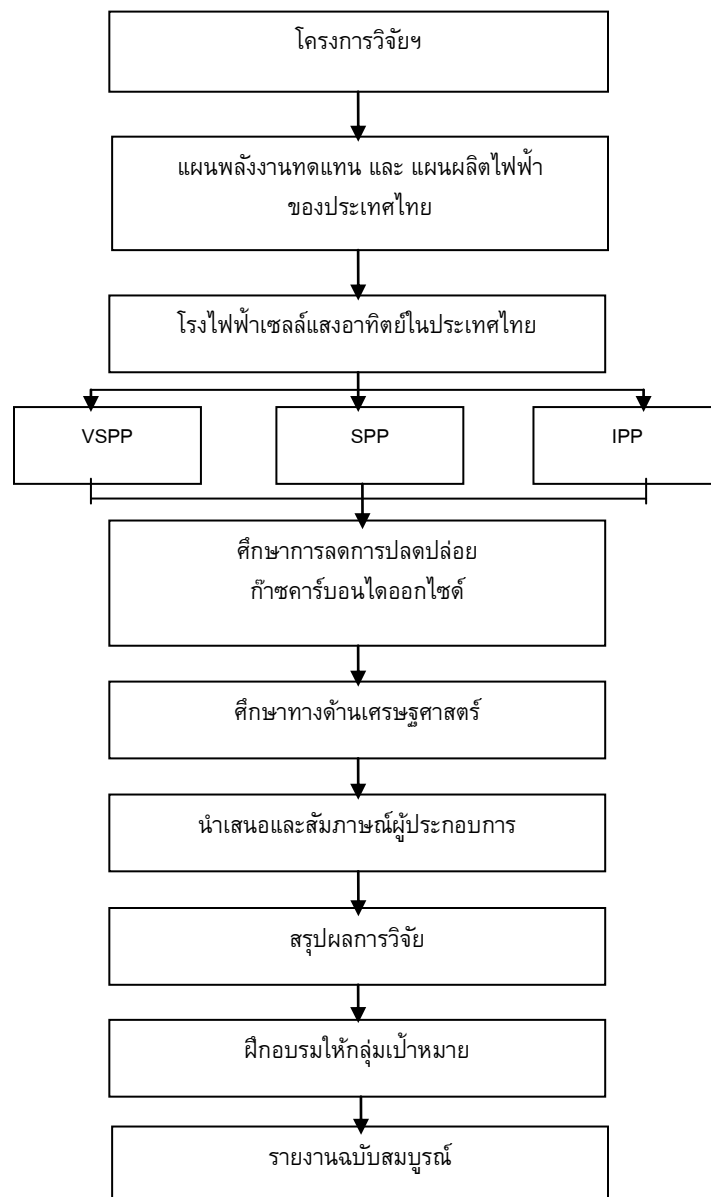


บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

กรอบแนวความคิด

ทำการศึกษา เปรียบเทียบ และวิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย และวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์จากนั้นจะนำเสนอผลการวิเคราะห์เบื้องต้นต่อผู้ประกอบการเซลล์แสงอาทิตย์ฯ เพื่อหาความเหมาะสมในการลงทุนโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในประเทศไทย กรอบแนวความคิดแสดงดังต่อไปนี้



ภาพ 3.1 กรอบแนวความคิดโครงการ

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษามีรายละเอียดดังนี้

1. ประเภทของข้อมูลที่นำมาใช้ศึกษาครั้งนี้ เป็นข้อมูลทุติยภูมิ ซึ่งประกอบได้ด้วยข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ข้อมูลกำลังการผลิตติดตั้ง
- ข้อมูลประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า
- กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้
- ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิง
- ข้อมูล Emission factor ของเชื้อเพลิง

2. แหล่งที่มาของข้อมูลที่นำมาใช้ในการศึกษาครั้งนี้ เป็นข้อมูลที่รวบรวมจากเอกสารและรายงานต่างๆ ที่ได้จัดทำไว้ทั้งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และหน่วยงานอื่นๆ ตลอดจนเอกสารรายงานการวิจัยในห้องสมุดของสถาบันต่างๆ โดยมีแหล่งที่มาของข้อมูลดังนี้

- แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- รายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 จาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน

3.2 การประมวลผลข้อมูล

รวบรวมข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงและปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ตั้งแต่ปี 2548 – 2552 จากรายงานไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2552 ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน มีดังนี้

ตารางที่ 3.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	GWh	85,703	86,339	88,166	94,549	97,595
ถ่านหินและลิกไนต์	GWh	18,334	22,051	28,716	29,480	28,020
น้ำมันเตา	GWh	8,244	8,350	3,646	1,454	604
น้ำมันดีเซล	GWh	414	143	174	180	79
พลังน้ำ	GWh	5,798	8,125	8,114	7,113	7,148
พลังงานทดแทน	GWh	2	3	3	5	12
รวม	GWh	118,495	125,011	128,819	132,781	133,458

ตารางที่ 3.2 การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	MMscf	764,118	764,215	783,137	812,620	826,506
ถ่านหินและลิกไนต์	1,000 ton	16,571	16,250	19,650	20,465	19,376
น้ำมันเตา	M litres	1,996	2,022	936	350	149
น้ำมันดีเซล	M litres	83	40	23	44	24

ตารางที่ 3.3 ปริมาณพลังงานของเชื้อเพลิง (ค่าความร้อนสุทธิ)

ประเภท	หน่วย	ค่าความร้อนสุทธิ
ก๊าซธรรมชาติ	MJ/scf	1.02
ถ่านหินและลิกไนต์	MJ/kg	10.47
น้ำมันเตา	MJ/litres	39.77
น้ำมันดีเซล	MJ/litres	36.42
ไฟฟ้า	MJ/kWh	3.6

หาค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามประเภทเชื้อเพลิงในแต่ละปีโดยการคำนวณดังนี้

- นำปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละปีมาปรับให้เป็นหน่วยเดียวกันโดยนำมาคูณกับค่าความร้อนสุทธิจากตารางที่ 3.3 ได้ผลดังนี้

ตารางที่ 3.4 ปริมาณพลังงานจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	PJ	764,118	764,215	783,137	812,620	826,506
ถ่านหินและลิกไนต์	PJ	16,571	16,250	19,650	20,465	19,376
น้ำมันเตา	PJ	1,996	2,022	936	350	149
น้ำมันดีเซล	PJ	83	40	23	44	24

ตารางที่ 3.5 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิงหลังแปลงหน่วยเป็นจูล

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	PJ	308.53	310.82	317.40	340.38	351.34
ถ่านหินและลิกไนต์	PJ	66.00	79.38	103.38	106.13	100.87
น้ำมันเตา	PJ	29.68	30.06	13.13	5.23	2.17
น้ำมันดีเซล	PJ	1.49	0.51	0.63	0.65	0.28

2. นำข้อมูลจากตารางที่ 3.4 และ 3.5 มาคำนวณหาประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิงโดยใช้สูตรดังนี้

$$Efficiency_{m,y} = \frac{Energy\ out_{m,y}}{Energy\ in_{m,y}}$$

$Efficiency_{m,y}$ คือ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m ในปี y (%)

$Energy\ out_{m,y}$ คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง m ในปี y (PJ)

$Energy\ in_{m,y}$ คือ พลังงานการใช้เชื้อเพลิง m ในปี y (PJ)

ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	%	39.59	39.87	39.73	41.06	41.68
ถ่านหินและลิกไนต์	%	38.04	46.66	50.25	49.53	49.72
น้ำมันเตา	%	37.39	37.38	35.26	37.60	36.69
น้ำมันดีเซล	%	49.30	35.34	74.78	40.44	32.54

หาค่า CO₂ emission จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้การคำนวณดังต่อไปนี้

$$Emission_{m,y} = FC_{m,y} \times NCV_{m,y} \times EF_{m,y}$$

$Emission_{m,y}$ คือ ปริมาณ CO₂ ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m ในปี y (tCO₂)

$FC_{m,y}$ คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง m ในปี y (Unit)

$NCV_{m,y}$ คือ ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง m ในปี y (MJ/Unit)

$EF_{m,y}$ คือ ค่า CO₂ Emission Factor ของเชื้อเพลิง m ในปี y (kgCO₂/PJ)

ตารางที่ 3.7 ค่า CO₂ Emission Factor ของเชื้อเพลิงจาก IPCC 2006

ประเภท	หน่วย	ค่าความร้อนสุทธิ
ก๊าซธรรมชาติ	kgCO ₂ /PJ	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	kgCO ₂ /PJ	101.0
น้ำมันเตา	kgCO ₂ /PJ	77.4
น้ำมันดีเซล	kgCO ₂ /PJ	74.1

ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 ค่า CO₂ emission จากการผลิตไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	MtCO ₂	43.72	43.73	44.81	46.50	47.29
ถ่านหินและลิกไนต์	MtCO ₂	17.52	17.18	20.78	21.64	20.49
น้ำมันเตา	MtCO ₂	6.14	6.22	2.88	1.08	0.46
น้ำมันดีเซล	MtCO ₂	0.22	0.11	0.06	0.12	0.06
รวม	MtCO ₂	67.61	67.24	68.53	69.34	68.31

หาค่า CO₂ intensity จากการผลิตไฟฟ้าโดยใช้การคำนวณดังต่อไปนี้

$$Intensity_{m,y} = \frac{Emission_{m,y}}{Electricity_{m,y}}$$

Intensity_{m,y} คือ ค่า CO₂ intensity ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m หรือจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี y (tCO₂/MWh)

Emission_{m,y} คือ ปริมาณ CO₂ ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง m หรือจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี y (tCO₂)

Electricity_{m,y} คือ พลังงานงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิง m หรือจากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี y (MWh)

ได้ผลการคำนวณดังตารางที่ 3.9

ตารางที่ 3.9 ค่า CO₂ intensity จากการผลิตไฟฟ้า

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี				
		2548	2549	2550	2551	2552
ก๊าซธรรมชาติ	tCO ₂ /MWh	0.51	0.51	0.51	0.49	0.48
ถ่านหินและลิกไนต์	tCO ₂ /MWh	0.96	0.78	0.72	0.73	0.73
น้ำมันเตา	tCO ₂ /MWh	0.74	0.75	0.79	0.74	0.76
น้ำมันดีเซล	tCO ₂ /MWh	0.54	0.75	0.36	0.66	0.82
รวม	tCO ₂ /MWh	0.57	0.54	0.53	0.52	0.51

การสร้าง Scenario

ในการสร้าง Scenario ต่างๆ จะใช้ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าและการประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแยกตามชนิดเชื้อเพลิงจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 – 2573 จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีค่าต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 3.10 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า

	หน่วย	ปี		
		2553	2554 - 2558	2559 - 2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเติม	%	4.63	4.57	4.38

ตารางที่ 3.11 การประมาณการสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง

ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปี		
		2548	2558	2563
ก๊าซธรรมชาติ	%	68.14	55.75	44.02
ถ่านหินและลิกไนต์	%	18.75	20.50	19.15
น้ำมันเตา	%	0.59	0.02	0.00
น้ำมันดีเซล	%	0.07	0.01	0.01
พลังน้ำ	%	9.06	10.54	17.20
พลังงานทดแทน	%	3.38	13.17	16.40
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	3.24
รวม		100.00	100.00	100.00

การตั้ง Scenario ต่างๆ จะอยู่บนสมมุติฐานดังนี้

1. **Baseline Scenario** เป็นการแสดงการดำเนินการผลิตไฟฟ้าต่อเนื่องโดยไม่มีการปรับเปลี่ยนค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังการผลิต และชนิดของเชื้อเพลิงโดยใช้ข้อมูลปี 2552 มาเป็นปีฐาน ดังตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.12 แสดงค่าสมมุติฐานของ Baseline Scenario

	หน่วย	ปี		
		2553	2558	2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเติม	%	4.63	4.57	4.38
การสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	73.13	73.13	73.13
ถ่านหินและลิกไนต์	%	21.00	21.00	21.00
น้ำมันเตา	%	0.45	0.45	0.45
น้ำมันดีเซล	%	0.06	0.06	0.06
พลังน้ำ	%	5.36	5.36	5.36
พลังงานทดแทน	%	0.01	0.01	0.01
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	0.00
รวม	%	100.00	100.00	100.00
ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	41.68	41.68	41.68
ถ่านหินและลิกไนต์	%	49.72	49.72	49.72
น้ำมันเตา	%	36.69	36.69	36.69
น้ำมันดีเซล	%	32.54	32.54	32.54
ค่า CO₂ Emission Factor ของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	kgCO ₂ /PJ	56.1	56.1	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	kgCO ₂ /PJ	101.0	101.0	101.0
น้ำมันเตา	kgCO ₂ /PJ	77.4	77.4	77.4
น้ำมันดีเซล	kgCO ₂ /PJ	74.1	74.1	74.1

2. **Sectoral Scenario** เป็นการแสดงการดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยมีการปรับเปลี่ยนสัดส่วนของกำลังการผลิตตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยปี 2553-2573 แต่ยังใช้ค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและชนิดของเชื้อเพลิงจากปี 2552 ดังตารางที่ 3.13

ตารางที่ 3.13 แสดงค่าสมมุติฐานของ Sectoral Scenario

	หน่วย	ปี		
		2553	2558	2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเติม	%	4.63	4.57	4.38
การสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	68.14	55.75	44.02
ถ่านหินและลิกไนต์	%	18.75	20.50	19.15
น้ำมันเตา	%	0.59	0.02	0.00
น้ำมันดีเซล	%	0.07	0.01	0.01
พลังน้ำ	%	9.06	10.54	17.20
พลังงานทดแทน	%	3.38	13.17	16.40
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	3.24
รวม	%	100.00	100.00	100.00
ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	41.68	41.68	41.68
ถ่านหินและลิกไนต์	%	49.72	49.72	49.72
น้ำมันเตา	%	36.69	36.69	36.69
น้ำมันดีเซล	%	32.54	32.54	32.54
ค่า CO₂ Emission Factor ของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	kgCO ₂ /PJ	56.1	56.1	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	kgCO ₂ /PJ	101.0	101.0	101.0
น้ำมันเตา	kgCO ₂ /PJ	77.4	77.4	77.4
น้ำมันดีเซล	kgCO ₂ /PJ	74.1	74.1	74.1

3. Ambition Scenario เป็นการแสดงการดำเนินการผลิตไฟฟ้าโดยมีการปรับเปลี่ยนสัดส่วนของกำลังการผลิตและการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้ารวมไปถึงการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิงตามความเหมาะสม ดังตารางที่ 3.14

ตารางที่ 3.14 แสดงค่าสมมุติฐานของ Ambition Scenario

	หน่วย	ปี		
		2553	2558	2563
ความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเติม	%	4.63	4.57	4.38
การสัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามชนิดเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	68.14	55.00	40.00
ถ่านหินและลิกไนต์	%	18.75	18.00	15.00
น้ำมันเตา	%	0.59	0.00	0.00
น้ำมันดีเซล	%	0.07	0.00	0.00
พลังน้ำ	%	9.06	12.00	18.00
พลังงานทดแทน	%	3.38	15.00	23.00
นิวเคลียร์	%	0.00	0.00	4.00
รวม	%	100.00	100.00	100.00
ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	%	42.00	45.00	50.00
ถ่านหินและลิกไนต์	%	50.00	52.00	55.00
น้ำมันเตา	%	36.69	38.00	39.50
น้ำมันดีเซล	%	32.54	35.00	37.00
ค่า CO₂ Emission Factor ของเชื้อเพลิง				
ก๊าซธรรมชาติ	kgCO ₂ /PJ	56.1	56.1	56.1
ถ่านหินและลิกไนต์	kgCO ₂ /PJ	101.0	101.0	101.0
น้ำมันเตา	kgCO ₂ /PJ	77.4	77.4	77.4
น้ำมันดีเซล	kgCO ₂ /PJ	74.1	74.1	74.1

3.3 การวิเคราะห์ข้อมูล

3.3.1 ศึกษาผลการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การศึกษาปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้ใช้วิธีการคำนวณตาม UNFCCC ทั้งนี้ผู้วิจัยได้ศึกษาการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยใช้การคำนวณของ Annex 12 Methodological tool (Version 01.1) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า จะใช้วิธีการคำนวณตาม Annex 14 Methodological Tool (Version 02) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” ซึ่งได้รับการรับรองจาก CDM Executive Board เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2552 (EB 50) วิธีการดังกล่าวมีค่าพารามิเตอร์หลัก ดังนี้

Parameter	SI Unit	Description
EFgrid, CM,y	tCO ₂ /MWh	Combined margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid,OM,y		Operating margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y
EFgrid, BM, y		Build margin CO ₂ emission factor for the project electricity system in year y

ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ที่คำนวณได้ตาม วิธีการดังกล่าว สามารถนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกสำหรับโครงการ กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ซึ่งดำเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้า ระบบสายส่งของประเทศไทย

Combined margin emission factor (EFgrid, CM,y)

ตารางที่ 3.15 Baseline emission factor of Thailand's national grid in 2007.

OM/BM	Weight	Emission factor
Operating margin (3-year average, 2005-2007)	0.5	0.5716
Build margin	0.5	0.4398
EF _{grid,CM,y} (tCO ₂ /MWh)		0.5057

Operating margin emission factor (EFgrid, OM,y)

ตารางที่ 3.16 CO₂ emission coefficient of each fuel type.

Fuel type	Net calorific value ¹ (NCV)		CO ₂ emission coefficient ² (COEF _i)		
	MJ/Unit	Unit	tCO ₂ /TJ	tCO ₂ /Unit	Unit
Natural gas	1.02	MMscf	56.1	57.22	MMscf
Fuel oil	39.77	m litres	77.4	3,078.20	m litres
Diesel oil	36.42	m litres	74.1	2,698.72	m litres
Lignite	10.47	kg	101	1,057.47	k tonnes
Imported coal	26.37	kg	94.6	2,494.60	k tonnes

¹ *Electric Power in Thailand 2007*, page 42. Also note that the value of lignite is based on Mae Moh site.

² *Revised 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Table 2.3, page 2.18-2.19.

ตารางที่ 3.17 CO₂ emission and OM CO₂ emission factor of grid electricity generation from 2005 to 2007.

Fuel type	Unit	Fuel usage ¹	Generation ²	CO ₂ emissions
			(GWh)	(tCO ₂)
		F _{i,j,y}	GEN _{i,y}	F _{i,j,y} * COEF _{i,j}
2005 (excl,SPPs)				
Natural gas	MMscf	764,118	85,703	43,724,360
Fuel oil	m litres	1,996	8,244	6,144,083
Diesel oil	m litres	83	414	223,994
Coal & lignite ³	k tonnes	16,571	18,334	17,523,335
2005 (SPPs)				
Natural gas	MMscf	92,273	13,700	5,280,046
Fuel oil	m litres	13		39,414
Diesel oil	m litres	0		1,170
Imported coal	k tonnes	858		2,141,556
Imported power ⁵	-	-	4,419	0
2006 (excl,SPPs)				
Natural gas	MMscf	857,103	86,339	49,045,148
Fuel oil	m litres	2,030	8,350	6,248,742
Diesel oil	m litres	41	143	110,648
Coal & lignite ³	k tonnes	17,166	22,051	18,152,530

ตารางที่ 3.17 CO₂ emission and OM CO₂ emission factor of grid electricity generation from 2005 to 2007. (ต่อ)

Fuel type	Unit	Fuel usage ¹	Generation ²	CO ₂ emissions
			(GWh)	(tCO ₂)
		F _{i,j,y}	GEN _{i,y}	F _{i,j,y} * COEF _{i,j}
2006 (SPPs)				
Natural gas	MMscf	91,503	13,731	5,235,985
Fuel oil	m litres	8		23,440
Diesel oil	m litres	0		1,178
Imported coal	k tonnes	866		2,161,550
Imported power ⁵	-	-	5,159	0
2007 (excl,SPPs)				
Natural gas	MMscf	783,137	88,166	44,812,665
Fuel oil	m litres	936	3,646	2,881,193
Diesel oil	m litres	23	174	62,071
Coal & lignite ³	k tonnes	19,650	28,716	20,779,286
2007 (SPPs)				
Natural gas	MMscf	94,725	14,559	5,420,354
Fuel oil	m litres	7		21,470
Diesel oil	m litres	1		3,370
Imported coal	k tonnes	899		2,242,231
Imported power ⁵	-	-	4,491	0
Total			406,339	232,279,818
			EF _{grid,OM,y}	0.5716

¹ Electric Power in Thailand 2007, Table 19, page 23.

² Electric Power in Thailand 2007, Table 17, page 21.

³ Emissions from coal & lignite are calculated based on CO₂ emission coefficient of lignite (Mae Moh).

⁴ Electric Power in Thailand 2007, Table 20, page 24.

⁵ Electric Power in Thailand 2007, Table 22, page 25.

⁶ EG_{m,2005-2007} is 406,339GWh.

Build margin emission factor (EF_{grid, BM,y})

ตารางที่ 3.18 BM emission factor in 2007.

Generator	Fuel type	Unit	Fuel usage ¹	Generation ²	CO ₂ emissions
				(GWh)	(tCO ₂)
			FC _{i,y}	GEN _{i,y}	FC _{i,y} * COEF _i
IPP	Natural gas	MMscf	193,997.00	34,491	11,100,896
	Diesel oil	m litres	3.60		9,724
	Coal & lignite	k tonnes	3838.92		4,059,548
Total				34,491	15,170,168
EF _{grid,BM,y} (tCO ₂ /MWh)					0.4398

^{1, 2} Energy statistic sector, DEDE.

Note: The information of generated electricity and fuel usage of each power plant is treated as strictly confidential.

จากการคำนวณค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า ๑ ประจําปี 2552 (2009) โดยใช้วิธีการคำนวณตาม **Annex 14 Methodological Tool (Version 02) “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”** ทำให้ได้ผลการคำนวณ ค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Combined Margin Emission Factor) จากการใช้สมการที่ 2 โดยสามารถแบ่งค่าสัมประสิทธิ์ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการ ผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับโครงการ CDM ออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ค่าสำหรับโครงการ CDM ประเภทที่ ๑ มีค่าเท่ากับ 0.5812 tCO₂/MWh และค่าสำหรับโครงการประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้า จากพลังงานลม และแสงอาทิตย์ มีค่าเท่ากับ 0.5980 tCO₂/MWh

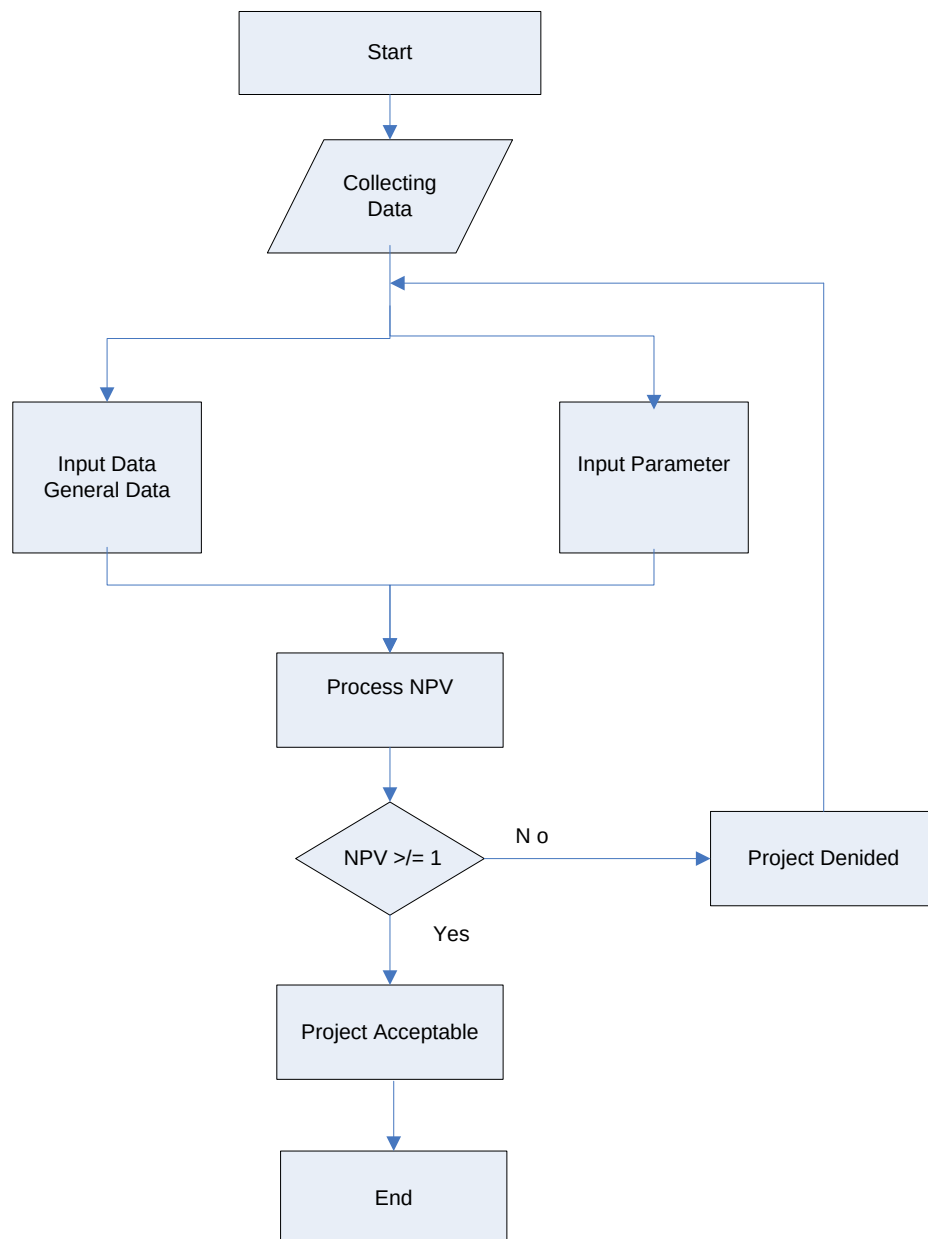
ตารางที่ 3.19 แสดงผลการคำนวณค่า Combined Margin Emission Factor

ประเภทโครงการ CDM	Emission Factor (tCO ₂ /MWh)		
	EF _{grid,OM}	EF _{grid,BM}	EF _{grid,CM}
โครงการทั่วไป	0.6147	0.5477	0.5812
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.6147	0.5477	0.5980

3.3.2 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

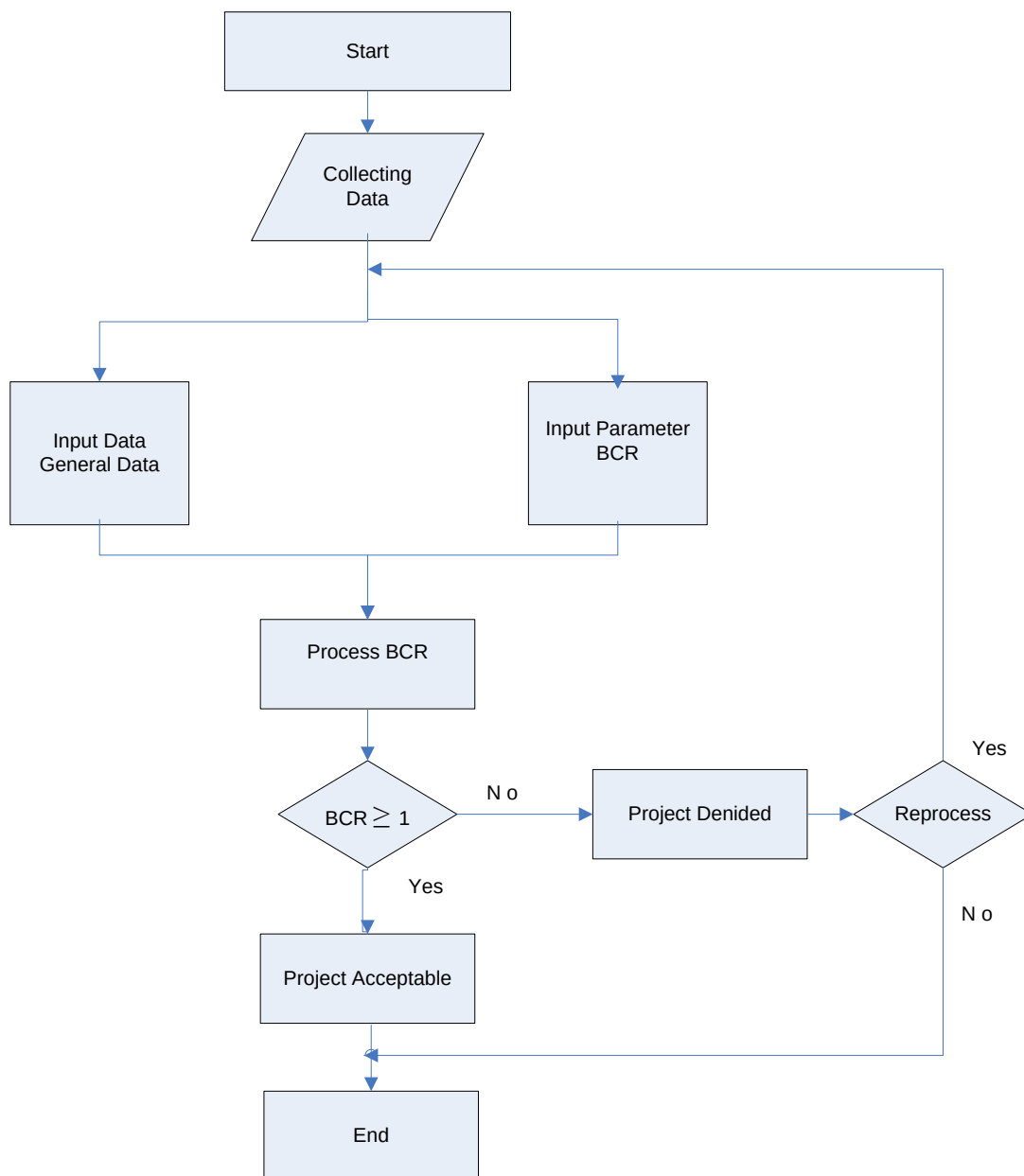
การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับการวิจัยนี้ ได้ศึกษาในส่วนของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ซึ่งมีจำนวนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในประเทศไทย โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่ทำการศึกษามีขนาดกำลังการติดตั้ง 2 เมกกะวัตต์ โดยใช้ตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)



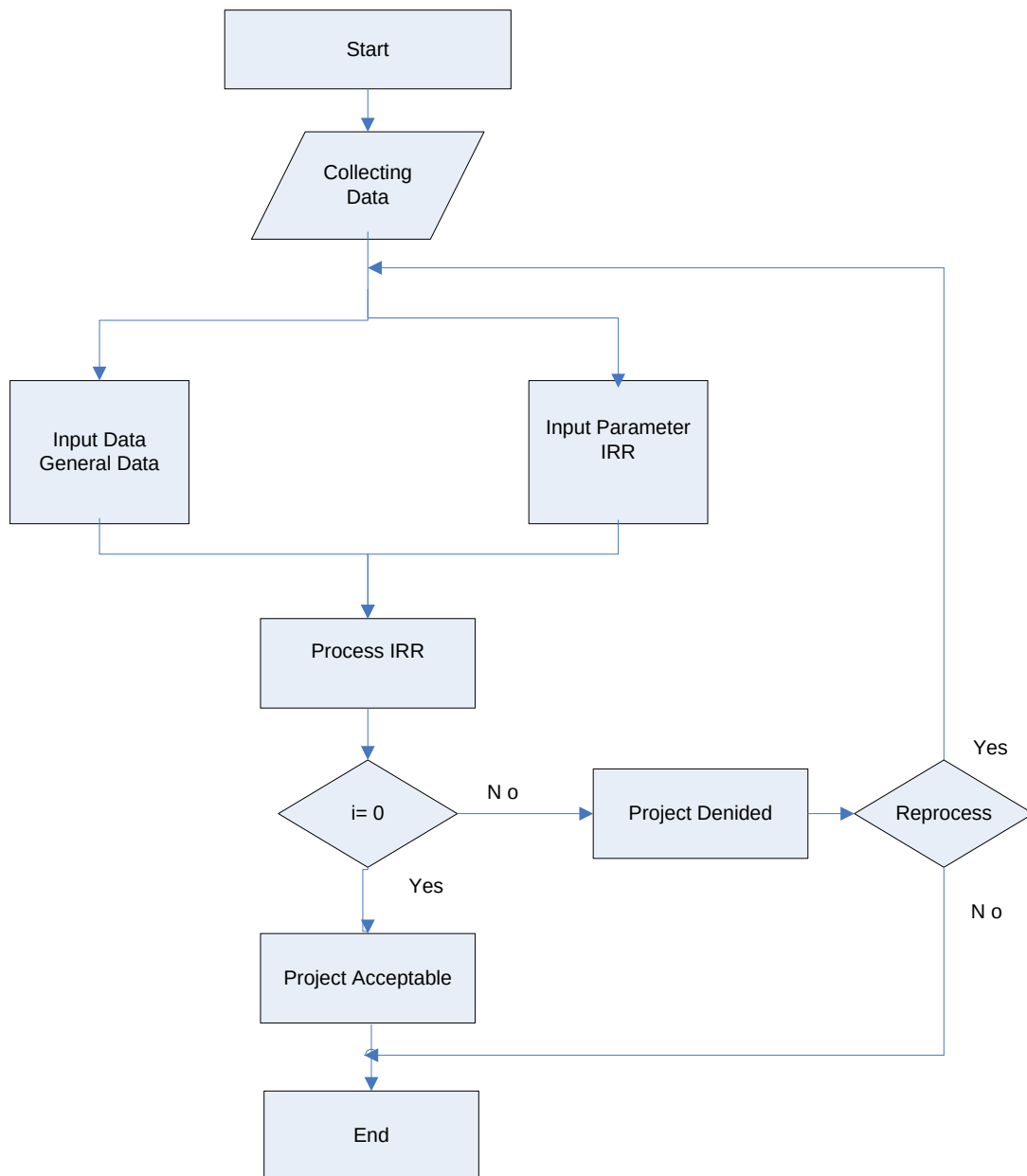
ภาพ 3.1 NPV- Flow chart and decision rule

- อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: BCR)

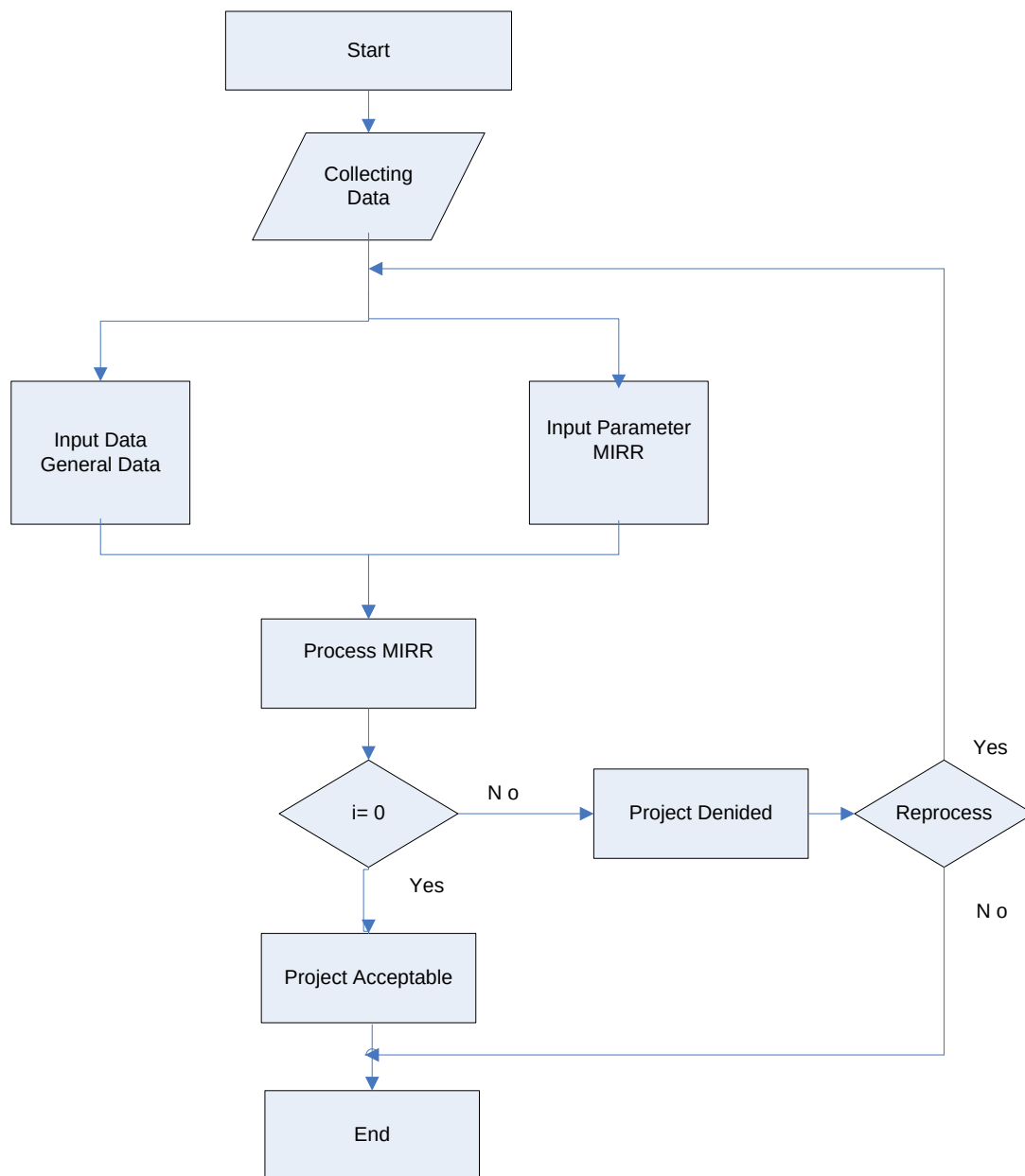


ภาพ 3.2 BCR- Flow chart and decision rule

- อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)

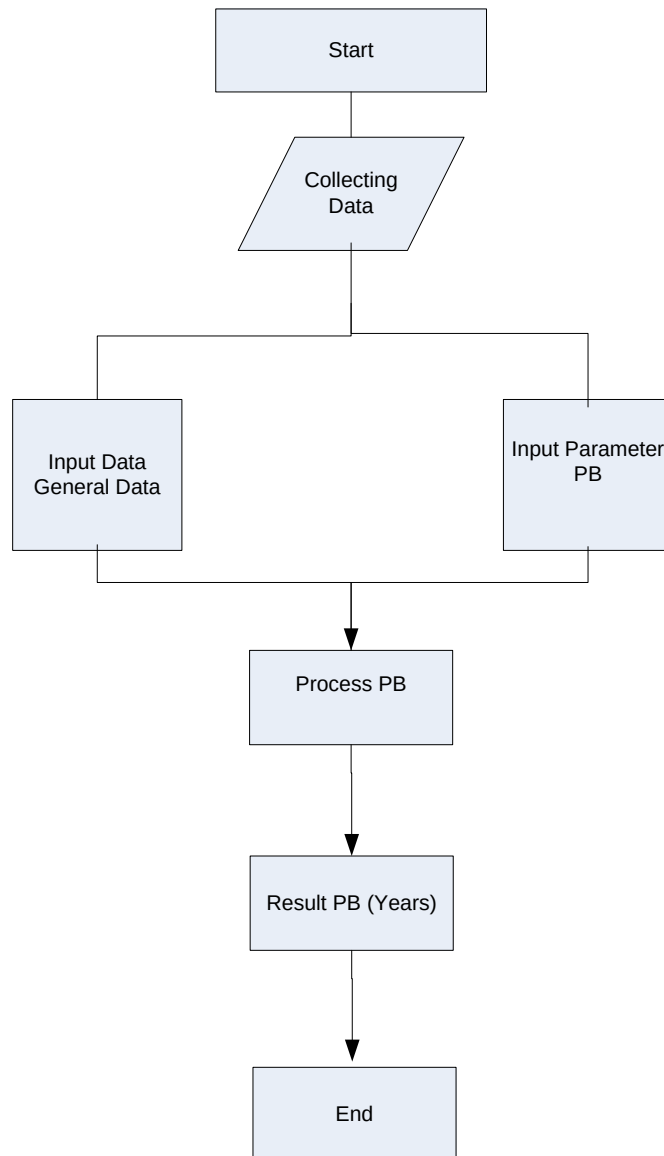


ภาพ 3.3 IRR- Flow chart and decision rule



ภาพ 3.4 MIRR- Flow chart and decision rule

- ต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้า (Cost of Energy: COE)
- ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period: PB)



ภาพ 3.5 PB- Flow chart and decision rule

การศึกษาปัจจัยต่างๆ ที่อาจจะส่งผลกระทบต่อผลความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย (Sensitivity analysis) ได้แก่

- การลดลงของประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยลดลงร้อยละ 10, ร้อยละ 20 และ ร้อยละ 30 ตลอดอายุของโครงการ
- การเปลี่ยนแปลงของเงินลงทุนในโครงการอันเนื่องมาจากราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลง
- การเปลี่ยนแปลงของอัตราซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder)
- การเลือกใช้อัตราส่วนลด (Discount rate)
- การเลือกใช้นิคมแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มี energy yield แตกต่างกัน

ตารางที่ 3.20 แหล่งที่มาของข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาวิจัย

Description	Source of data	Website
Electricity rate	Energy Policy & Planning Office, Thailand	www.eppo.go.th
Fuel cost	Energy Policy & Planning Office, Thailand	www.eppo.go.th
Exchange rate	Bank of Thailand	www.bot.or.th
Inflation rate	Bureau of Trade and Economic Indices	www.price.moc.go.th
Import TAX rate	The Customs Department	www.customs.go.th
MRR Rate	Krung Thai Bank PCL	www.ktb.co.th
Land Cost	Department of Lands	www.dol.go.th
PV Module Price	Average PV Module Price	www.solarbuzz.com

ตารางที่ 3.21 ข้อมูลพื้นฐานที่ใช้ในการศึกษาวิจัย

Description	Default Value	Remark
Electric Base	3 Baht / Wh	
Adder Support	8 Baht / Wh	
Discount Rate	6.75 % / Year	*KTB 9 Dec. 2008
Loan Interest	7.25% / Year	
Inflation rate	0% / Year	
Energy Yield	1,400 kWh/kWp	Sensitivity use 1,450kWh/kWp and 1,500kWh/kWp
CER's Rate	0.5980 tCO ₂ /MWh	จากการคำนวณ
Land Rental	5,000 Baht / rai	Total 55 rai
Investment per MW	100 Millions THB	* Project started 1998

3.3.3 การสัมภาษณ์เชิงลึกกับผู้ประกอบการ

ผู้วิจัยและคณะ ได้ศึกษาโดยการสัมภาษณ์บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยจำนวน 5 บริษัท ได้แก่

- บริษัท บางกอกโซลาร์ จำกัด
- บริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)
- บริษัท ชาร์ปไทย จำกัด
- บริษัท ไทยเอเจนซี่ เอนิเจียริง จำกัด
- บริษัท เอกรัฐโซลาร์ จำกัด

โดยการวิจัยในครั้งนี้ เป็นการศึกษาปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นการวิจัยเชิงสำรวจโดยใช้แบบสอบถามเป็นเครื่องมือในการเก็บรวบรวมข้อมูลมีรายละเอียด ดังนี้

ตอนที่ 1 ข้อมูลพื้นฐานของบริษัท ประกอบด้วย ข้อมูลผู้ให้สัมภาษณ์และข้อมูลบริษัท ระยะเวลาดำเนินการธุรกิจ จำนวนเงินลงทุน

ตอนที่ 2 ปัจจัยทางด้านการลงทุนของอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย ได้แก่ ด้านเงินลงทุน การตลาด นโยบายภาครัฐ เทคโนโลยี วัตถุดิบดิบ สถานที่ตั้งโรงงาน การจัดการห่วงโซ่อุปทานและบุคลากร

ตอนที่ 3 ปัญหา อุปสรรคและข้อเสนอแนะเพิ่มเติมของผู้ให้สัมภาษณ์