บทที่ 3

การประเมินค่าดัชนีสากลความมั่นคงของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.1 คำจำกัดความ

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า [5,12,19] หมายถึง ความคาดหวังว่าระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับลูกค้าได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องโดยมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด

ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability indices) ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บอกถึงคุณภาพของระบบไฟฟ้าว่ามีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องในระบบมากน้อยเพียงใด ค่าดัชนีจะสะท้อนให้เห็นถึงความพอเพียงและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่าง ๆ

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในแต่ละระดับชั้นนั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานหรือการคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆที่ประกอบกันขึ้นในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดแล้วต้องใช้เวลาซ่อมแซมนานหรือไม่ ทั้งนี้เพื่อที่จะสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ได้ตามปกติอีกครั้ง ทั้งนี้ความหมายและลักษณะของเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้าพอที่จะสรุปได้ดังนี้

เหตุขัดข้อง (Outage) หมายถึง สภาวะที่องค์ประกอบใดองค์ประกอบหนึ่งของระบบ ไฟฟ้า เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า สวิตช์ตัดตอน สายส่งไฟฟ้า เป็นต้น เกิดการขัดข้องขึ้น เช่น ไม่ทำงานตามที่ต้องการ การเกิดเหตุขัดข้องดังกล่าว อาจจะทำให้เกิดการขาดช่วงของการบริการลูกค้า (Interruption of service) คือ ไฟฟ้าดับหรือไฟฟ้ากระพริบขึ้น

เหตุขัดข้องมีด้วยกันหลายแบบซึ่งพอจะสรุปได้ดังนี้

1. เหตุขัดข้องโดยบังคับ (Forced Outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่เกิดจากเหตุฉุกเฉินที่มีผลกระทบโดยตรงต่ออุปกรณ์หรือส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบ ทำให้ต้องมีการนำเออุปกรณ์หรือส่วนของระบบที่มีผลกระทบออกจากระบบโดยทันที อาจจะเป็นการเอาออกจากระบบโดยผู้ปฏิบัติงานหรือโดยการทำงานของอุปกรณ์อัตโนมัติก็ได้

1.1 เหตุขัดข้องโดยบังคับชั่วครู่ (Transient forced outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่เกิดชั่วครู่แล้วกลับคืนเข้าสู่สภาวะปกติได้โดยตนเอง (Self-clearing) โดยทันที เช่น การเกิดประกายไฟฟ้าที่ลูกถ้วยลงสู่ดิน เนื่องจากฟ้าผ่าซึ่งยังไม่ทำให้ลูกถ้วยเสียหายเป็นต้น

1.2 เหตุขัดข้องโดยบังคับถาวร (Permanent forced outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่เมื่อเกิดขึ้นแล้วไม่อาจกลับคืนสภาพเดิมด้วยตนเองได้โดยทันที จำเป็นต้องได้รับการแก้ไขข้อขัดข้องเสียก่อนจึงจะเข้าสู่สภาวะการทำงานปกติได้

2. เหตุขัดข้องที่กำหนดไว้ล่วงหน้า (Scheduled Outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่กำหนดไว้ก่อนแล้วว่าจะต้องปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้า ออกไปจากระบบด้วยวัตถุประสงค์ใดก็ตาม เช่น การบำรุงรักษาตามกำหนด การดับไฟหรือการทำการก่อสร้าง เป็นต้น

3. เหตุขัดข้องเพียงบางส่วน (Partial Outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าบางตัวต้องทำงานต่ำกว่าสมรรถนะที่กำหนด

จากสถิติต่าง ๆ สามารถนำมาหาค่าพารามิเตอร์พื้นฐานที่ใช้กันโดยทั่วไป ได้แก่

อัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Outage rate) หมายถึง จำนวนครั้งที่เกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลาที่กำหนด เช่น ในช่วงเวลา 1 เดือน หรือ 1 ปี เป็นต้น

มูลค่าความเสียหายจากเหตุขัดข้อง (Outage Cost) หมายถึง ความสูญเสียที่คำนวณเป็นตัวเงินเมื่อเกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้ง โดยที่จะไปคิดออกมาเป็นค่าเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย

อัตราการล้มเหลว (Failure Rate : λ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่ทำงานตามที่กำหนดไว้ของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบ ความถี่ดังกล่าวมักจะพูดกันเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage Time : r) คือ ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้งจนเข้าสู่ภาวะปกติ

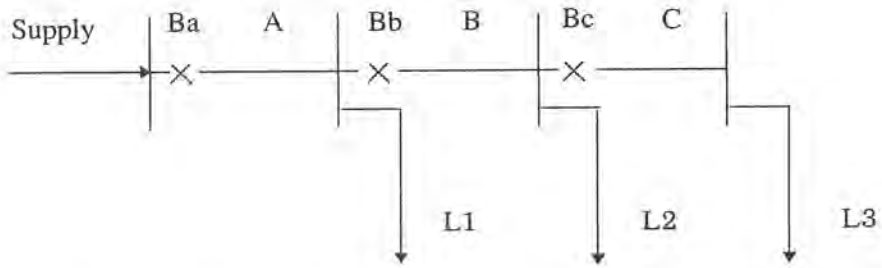
ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

โดยค่า λ, r และ U ต่างเป็นพารามิเตอร์พื้นฐานในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point)

ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใด ๆ [5,19] จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ต่อระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหลดนั้น ๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่จะทำให้อุปกรณ์ที่เกิดขัดข้องกลับคืนเข้าสู่สภาวะทำงานได้ตามปกติและต่อเข้ากับระบบได้อีกด้วย

ตัวอย่างตามรูปที่ 3.1 เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial distribution system) ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า เบรคเกอร์ บัสบาร์ ต่ออนุกรมกันสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด การคำนวณความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L1 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของ สายไฟ A รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba ด้วย ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L2 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A และ สายไฟ B ส่วนความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L3 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A,B และ C



รูปที่ 3.1 ตัวอย่างของระบบที่มีสายส่งไฟฟ้าเป็นแบบเรเดียลและมีจุดโหลด 3 จุด

สมมุติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายไฟ A,B และ C ตามตารางที่ 3.1 โดยให้ความเชื่อถือได้ของเบรคเกอร์ Ba,Bb และ Bc เป็น 100 เปอร์เซ็นต์

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง

สายไฟฟ้า	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)
A	0.2	6
B	0.1	5
C	0.15	8

การคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบอนุกรม [5,6,12] สามารถคำนวณได้ตามสมการดังต่อไปนี้ (แสดงการพิสูจน์สมการในภาคผนวก ก)

$$\lambda_S = \sum_i \lambda_i \tag{3.1}$$

$$U_S = \sum_i \lambda_i r_i \tag{3.2}$$

$$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \tag{3.3}$$

เมื่อ i คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

λ คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

U คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์

จากระบบตัวอย่างตามรูปที่ 3.1 และข้อมูลอัตราการล้มเหลวกับระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของอุปกรณ์ตามตารางที่ 3.1 สามารถคำนวณความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดต่าง ๆได้ โดยใช้สมการที่ 3.1,3.2 และ 3.3 ดังแสดงผลในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่างในรูปที่ 3.1

จุดโหลด	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (ชั่วโมง/ปี)
L1	0.2	6	1.2
L2	0.3	5.7	1.7
L3	0.45	6.4	2.9

การหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด เป็นดัชนีที่มีประโยชน์สำหรับจุดโหลดแต่ละจุด และทำให้ทราบคุณภาพของการจ่ายไฟฟ้า ณ จุดโหลดนั้น แต่ยังไม่สามารถใช้วัดคุณภาพของระบบโดยรวมได้ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดเป็นข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ (Customer-oriented Indices) ต่อไป ซึ่งดัชนีดังกล่าวสามารถใช้วัดคุณภาพของระบบโดยรวมได้

3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ (Customer-oriented Index)

เนื่องจากความพอใจของผู้ใช้ไฟซึ่งเป็นลูกค้าของการไฟฟ้าแต่ละรายที่จะได้รับการบริการที่ดี มีจำนวนครั้งของการเกิดไฟดับหรือไฟตกน้อยที่สุด เป็นเรื่องที่สำคัญ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้จึงนิยมอ้างอิงถึงผู้ใช้ โดยการใช้ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟดับและจำนวนเวลาที่ไฟดับต่อปีต่อผู้ใช้ 1 ราย ซึ่งทำให้สามารถเปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่าง ๆได้ และยังทำให้สามารถตั้งเป้าหมายจำนวนครั้งหรือเวลาที่จะปรับปรุงให้ดีขึ้นและดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายได้ ดัชนีดังกล่าวได้แก่

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปีต่อราย

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด}}$$

$$= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \qquad (3.4)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีชี้บอกจำนวนเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยของทั้งระบบ มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ปี-ราย

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \qquad (3.5)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟ

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{จำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟที่เกิดไฟดับ}}$$

CAIFI แตกต่างจาก SAIFI คือ ตัวหาร SAIFI ใช้จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด แต่ CAIFI ใช้จำนวนผู้ใช้ไฟที่เกิดผลกระทบ คือที่มีไฟดับเท่านั้น ดังนั้นค่า CAIFI จึงเป็นค่าที่ไม่นิยมหาเนื่องจากหาค่อนข้างยาก

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนเวลาที่มีไฟดับที่ผู้ใช้ไฟเฉลี่ยต่อครั้ง

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{จำนวนเวลาที่ผู้ใช้ไฟเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟที่เกิดไฟดับ}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \qquad (3.6)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

ASAI (Average Service Availability Index) หมายถึง ดัชนีชี้บอกการมีไฟให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟเฉลี่ย

$$\text{ASAI} = \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่มีไฟให้ผู้ใช้ไฟแต่ละรายใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}}$$

$$= \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (3.7)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

ASUI (Average Service Unavailability Index) หมายถึง ดัชนีแสดงการไม่มีไฟฟ้าใช้ของลูกค้าเฉลี่ย

ASUI = จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายไม่มีไฟฟ้าใช้
จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้

= 1-ASAI (3.8)

ENS (Energy Not Supplied Index) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของผู้ใช้ไฟ

ENS = จำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่าย

$$= \sum L_{a(i)} U_i \quad (3.9)$$

เมื่อ i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

$L_{a(i)}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อจุดโหลด i

ASCI (Average System Curtailment Index) หรือ AENS (Average Energy Not Supplied) หมายถึง ค่าเฉลี่ยดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ขาดหายไปเนื่องมาจากสาเหตุไฟฟ้าขัดข้องในรอบหนึ่งปีต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย คำนวณได้จากพลังงานที่จ่ายให้ผู้ใช้ไฟไม่ได้ (Energy Not Supplied or ENS) หรือพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุไฟฟ้าขัดข้องหารด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด

AENS = จำนวนพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุไฟฟ้าขัดข้อง
จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด

$$= \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \quad (3.10)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

$L_{a(i)}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อจุดโหลด i

ACCI (Average Customer Curtailment Index) หมายถึง ค่าเฉลี่ยดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ลูกค้าต้องการจริงแต่ขาดหายไปในช่วงเวลาที่ไฟดับต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย

ACCI = จำนวนพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุไฟฟ้าขัดข้อง
จำนวนผู้ใช้ไฟที่ไฟดับ

ดัชนีบางตัวไม่นิยมใช้เนื่องจากต้องทราบจำนวนผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดไฟฟ้าดับซึ่งเป็นค่าที่หาได้ยาก

ตารางที่ 3.3 แสดงจำนวนผู้ใช้ไฟและโหลดเฉลี่ยที่แต่ละจุดโหลดของรูปที่ 3.1

จุดโหลด	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	โหลดเฉลี่ย (kW)
L1	200	1000
L2	150	700
L3	100	400
รวม	450	2100

ตัวอย่างระบบในรูปที่ 3.1 ถ้าแต่ละจุดโหลดประกอบด้วยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าและโหลดเฉลี่ยแต่ละจุดโหลดตามตารางที่ 3.3 สามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟที่นิยมใช้ได้ตามสมการที่ 3.4 ถึง 3.10 ดังต่อไปนี้

$$SAIFI = \frac{0.2X200+0.3X150+0.45X100}{200+150+100}$$

$$= 0.289 \text{ ครั้ง/ปี-ราย}$$

$$SAIDI = \frac{1.2X200+1.7X150+2.9X100}{450}$$

$$= 1.74 \text{ ชั่วโมง/ปี-ราย}$$

$$CAIDI = \frac{1.2X200+1.7X150+2.9X100}{0.2X200+0.3X150+0.45X100}$$

$$= 6.04 \text{ ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ-ครั้ง}$$

$$ASAI = \frac{450X8760-(1.2X200+1.7X150+2.9X100)}{450X8760}$$

$$= 0.999801$$

$$ASUI = 1-0.999801$$

$$=0.000199$$

$$ENS = 1000X1.2+700X1.7+400X2.9$$

$$= 3550 \text{ kWh/ปี}$$

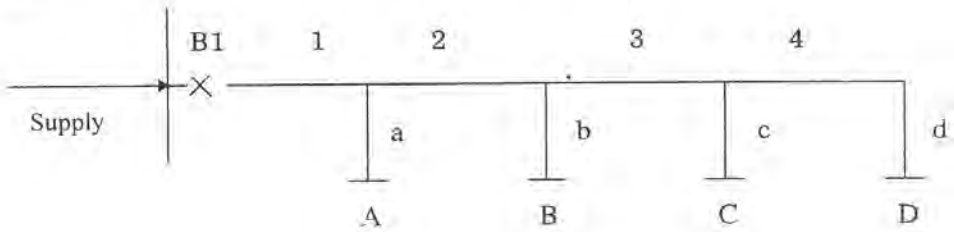
$$AENS = \frac{3550}{450}$$

$$= 7.89 \text{ kWh/ผู้ใช้-ปี}$$

3.4 ตัวอย่างการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีทั้งระบบที่เป็นแบบเรเดียล (Radial Systems) แบบวงแหวน (Ring System) และแบบร่างแห (Meshed System) การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยการวิเคราะห์จะพิจารณาลักษณะอุปกรณ์ที่ต่อกันอยู่ทั้งแบบอนุกรมและแบบขนาน ซึ่งจะกล่าวในบทต่อ ๆไป

ในบทนี้จะอธิบายถึงการคำนวณดัชนีพื้นฐานทั้ง 3 ตัวและดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟโดยใช้ระบบเรเดียลตัวอย่างตามรูปที่ 3.2 ซึ่งประกอบด้วยสายเมนฟีดเดอร์ 1,2,3 และ 4 และสายย่อย a,b,c และ d โดยมีค่าอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของแต่ละอุปกรณ์ดังตารางที่ 3.4 เมื่อค่าความเชื่อถือได้ของเซอร์กิตเบรคเกอร์ B1 เป็น 100 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 3.2 ตัวอย่างระบบเรเดียล

จากข้อมูลข้างต้นสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลด A,B,C และ D ได้ ถ้าจำนวนผู้ใช้ไฟและโหลดเฉลี่ยที่แต่ละจุดโหลดกำหนดให้ตามตารางที่ 3.5 และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลดดังแสดงในตารางที่ 3.6 นำมาคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างถึงผู้ใช้ไฟได้ค่าดังนี้

SAIFI = 2.2 ครั้ง/ปี-ราย

SAIDI = 6.0 ชั่วโมง/ปี-ราย

CAIDI = 2.73 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ-ครั้ง

ASUI =0.000685 ASAI = 0.999315

ENS = 84.0 Mwh/ปี AENS = 28.0 kWh/ผู้ใช้-ปี

ตารางที่ 3.4 แสดงพารามิเตอร์พื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบเรเดียลรูปที่ 3.2

อุปกรณ์	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดขัดข้อง (ชั่วโมง/ครั้ง)
1	0.2	4
2	0.1	4
3	0.3	4
4	0.2	4
a	0.2	2
b	0.6	2
c	0.4	2
d	0.2	2

ตารางที่ 3.5 แสดงจำนวนผู้ใช้ไฟและโหลดเฉลี่ยที่ต่อกับระบบในรูปที่ 3.2

จุดโหลด	จำนวนผู้ใช้ไฟ	โหลดเฉลี่ย(kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

จากตารางที่ 3.6 สังเกตได้ว่าทุกจุดโหลดมีการล้มเหลวทั้งแบบพาสสีฟและแบบแอคทีฟ เมื่อลองพิจารณาเฉพาะจุดโหลด A อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแบบพาสสีฟประกอบด้วยอุปกรณ์ 1 และ a เนื่องจากเส้นทางที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลด A ประกอบด้วยอุปกรณ์ทั้ง2 ส่วนอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวแบบแอคทีฟประกอบด้วยอุปกรณ์ 2 3 4 b c และ d คืออุปกรณ์ที่ไม่อยู่ในเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลด A แต่การล้มเหลวของอุปกรณ์ดังกล่าวส่งผลทำให้จุดโหลด A เกิดการล้มเหลว

ตารางที่ 3.6 แสดงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลด A,B,C และ D

จุดโหลด A				จุดโหลด B				จุดโหลด C				จุดโหลด D			
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)
1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8
2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4
3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2
4	0.2	4	0.8	4	0.2	4	0.8	4	0.2	4	0.8	4	0.2	4	0.8
a	0.2	2	0.4	a	0.2	2	0.4	a	0.2	2	0.4	a	0.2	2	0.4
b	0.6	2	1.2	b	0.6	2	1.2	b	0.6	2	1.2	b	0.6	2	1.2
c	0.4	2	0.8	c	0.4	2	0.8	c	0.4	2	0.8	c	0.4	2	0.8
d	0.2	2	0.4	d	0.2	2	0.4	d	0.2	2	0.4	d	0.2	2	0.4
รวม	2.2	2.73	6	รวม	2.2	2.73	6	รวม	2.2	2.73	6	รวม	2.2	2.73	6

3.5 ผลกระทบต่อค่าดัชนีเมื่อเพิ่มระบบป้องกันในระบบจำหน่าย

ในทางปฏิบัติระบบจำหน่ายประกอบด้วยอุปกรณ์ป้องกันหลายชนิดได้แก่ เซอร์กิตเบรคเกอร์ ฟิวส์ รีโครสเซอร์ เป็นต้น เมื่อมีอุปกรณ์ป้องกันต่อเข้าในระบบจำหน่ายเพิ่มมากขึ้นย่อมส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบ โดยพิจารณาจากค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ

จากระบบตัวอย่างในรูปที่ 3.2 เมื่อติดตั้งฟิวส์เพิ่มขึ้นในสายย่อยของแต่ละจุดโหลดตามรูปที่ 3.3 การเกิดลัดวงจรบริเวณสายย่อย a,b,c หรือ d ซึ่งอยู่ระหว่างฟิวส์กับจุดโหลดนั้น ๆ จะไม่มีผลต่อความเชื่อถือได้ของจุดโหลดอื่น ๆ เนื่องจากฟิวส์ที่บริเวณสายย่อยจะทำการเปิดวงจรเพื่อกำจัดกระแสลัดวงจรที่สายย่อยนั้น

จากข้อมูลในตารางที่ 3.4 สามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลดได้ตามตารางที่ 3.7 โดยให้ความเชื่อถือได้ของฟิวส์เป็น 100 เปอร์เซ็นต์

เมื่อนำค่าดัชนีพื้นฐานจากตารางที่ 3.7 กับข้อมูลในตารางที่ 3.5 คำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟได้ดังต่อไปนี้

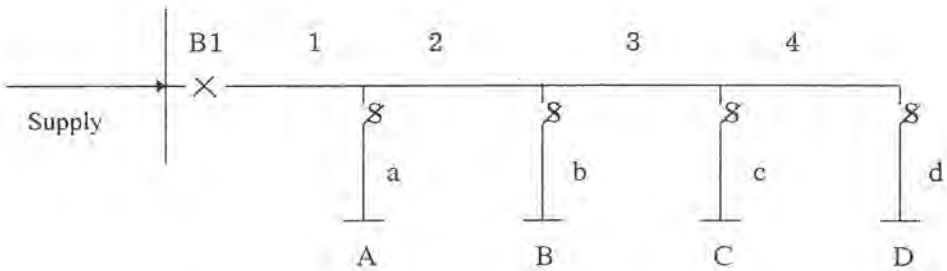
SAIFI = 1.15 ครั้ง/ปี

SAIDI = 3.91 ชั่วโมง

CAIDI = 3.39 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ

ASUI =0.000446 ASAI = 0.999554

ENS = 54.8 Mwh/ปี AENS = 18.3 kWh/ผู้ใช้-ปี



รูปที่ 3.3 ตัวอย่างระบบเรเดียลเมื่อเพิ่มฟิวส์ในสายย่อย

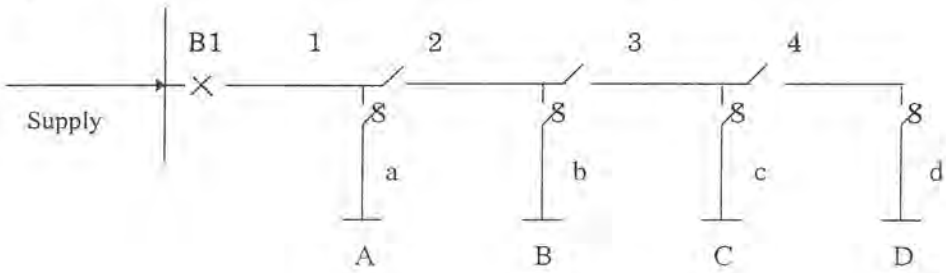
จากตารางที่ 3.7 เมื่อเปรียบเทียบกับตารางที่ 3.6 แสดงให้เห็นว่าเมื่อมีอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเข้ามาในระบบจะทำให้การล้มเหลวแบบแอคทีฟของอุปกรณ์ที่ไม่อยู่ในเส้นทางที่พิจารณาจะไม่ส่งผลกระทบต่อการล้มเหลวของจุดโหลดนั้นมากนัก

ตารางที่ 3.7 แสดงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลด A,B,C และ D เมื่อเพิ่มอุปกรณ์ป้องกัน

จุดโหลด A				จุดโหลด B				จุดโหลด C				จุดโหลด D			
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)
1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8
2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4
3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2
4	0.2	4	0.8	4	0.2	4	0.8	4	0.2	4	0.8	4	0.2	4	0.8
a	0.2	2	0.4	a				a				a			
b				b	0.6	2	1.2	b				b			
c				c				c	0.4	2	0.8	c			
d				d				d				d	0.2	2	0.4
รวม	1.0	3.6	3.6	รวม	1.4	3.14	4.4	รวม	1.2	3.33	4.0	รวม	1	3.6	3.6

3.6 ผลของระบบที่มีสวิทช์ตัดตอน

การติดตั้งดิสคอนเนคติ้งสวิทช์เพิ่มในระบบจำหน่ายบริเวณสายเมนฟีดเดอร์จะมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบ เนื่องจากเมื่อเกิดลัดวงจรบนสายเมนฟีดเดอร์ เบรคเกอร์ที่ต้นทางจะตัดวงจรทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในฟีดเดอร์นั้นไม่ได้รับการจ่ายไฟ เมื่อตรวจพบตำแหน่งที่เกิดลัดวงจรในระบบสามารถใช้ดิสคอนเนคติ้งสวิทช์เป็นตัวเปิดวงจรเพื่อตัดอุปกรณ์นั้นออกทำให้สามารถจ่ายไฟให้แก่ผู้ใช้ไฟได้เป็นบางส่วนโดยไม่ต้องรอเวลาในการซ่อม ซึ่งช่วงระยะเวลาที่ตัดอุปกรณ์นั้นออกจากระบบใช้เวลาน้อยกว่าระยะเวลาในการซ่อม เป็นผลทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบเพิ่มสูงขึ้น



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างระบบเรเดียลเมื่อเพิ่มดิสคอนเนคติ้งในสายเมนฟีดเดอร์

เมื่อเพิ่มดิสคอนเนคติ้งสวิทช์บนสายเมนฟีดเดอร์ตามรูปที่ 3.4 และให้ระยะเวลาที่ใช้ในการตัดอุปกรณ์ออกจากระบบจำหน่าย(Switcing time) เป็น 0.5 ชั่วโมง จากข้อมูลในตารางที่ 3.4 และ 3.5 สามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้แต่ละจุดโหลดดังแสดงในตารางที่ 3.8 และคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟดังนี้

SAIFI = 1.15 ครั้ง/ปี

SAIDI = 2.58 ชั่วโมง

CAIDI = 2.23 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ

ASUI =0.000294 ASAI = 0.999706

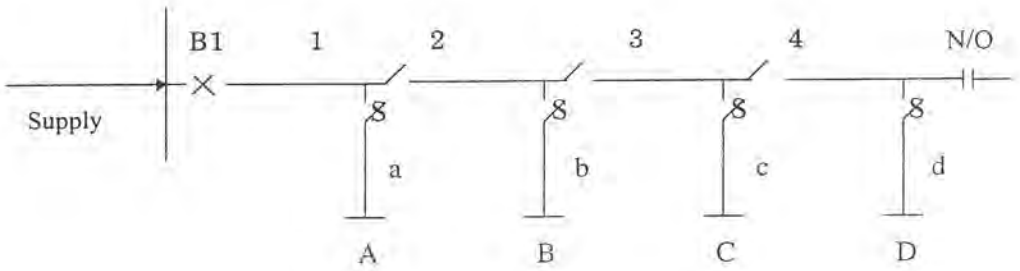
ENS = 35.2 Mwh/ปี AENS = 11.7 kWh/ผู้ใช้-ปี

ตารางที่ 3.8 แสดงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลด A,B,C และ D เมื่อเพิ่มดิสคอนเนคติ้งสวิทช์

จุดโหลด A				จุดโหลด B				จุดโหลด C				จุดโหลด D			
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)
1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8	1	0.2	4	0.8
2	0.1	0.5	0.05	2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4	2	0.1	4	0.4
3	0.3	0.5	0.15	3	0.3	0.5	0.15	3	0.3	4	1.2	3	0.3	4	1.2
4	0.2	0.5	0.1	4	0.2	0.5	0.1	4	0.2	0.5	0.1	4	0.2	4	0.8
a	0.2	2	0.4	a				a				a			
b				b	0.6	2	1.2	b				b			
c				c				c	0.4	2	0.8	c			
d				d				d				d	0.2	2	0.4
รวม	1.0	1.5	1.5	รวม	1.4	1.89	2.65	รวม	1.2	2.75	3.3	รวม	1	3.6	3.6

3.7 ผลของการถ่ายโอนโหลดแบบไม่จำกัด

ระบบตัวอย่างข้างต้นเป็นระบบแบบเรเดียลมีแหล่งจ่ายไฟเพียงแห่งเดียว ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุขัดข้องทางด้านแหล่งจ่ายไฟย่อมส่งผลให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟได้ การถ่ายโอนโหลดไปให้ฟีดเดอร์อื่นโดยใช้สวิทช์ตัดตอนจะทำให้ผู้ใช้ไฟมีไฟฟ้าใช้เร็วขึ้น ความเชื่อถือได้ของระบบก็เพิ่มสูงขึ้น ในการถ่ายโอนโหลดนี้ถือว่าสามารถถ่ายโอนกำลังไฟฟ้าให้แก่ โหลดได้ไม่จำกัด (Unlimited Transfered Power)



รูปที่ 3.5 ตัวอย่างระบบเรเดียลเมื่อมีการถ่ายโอนโหลดระหว่างฟีดเดอร์

ในรูปที่ 3.5 ระบบดังกล่าวจะมีสวิทช์ตัดตอนปกติเปิดต่ออยู่ที่ปลายฟีดเดอร์ เมื่อแหล่งจ่ายไฟหรืออุปกรณ์ทางซ้ายของระบบเกิดขัดข้องก็สามารถถ่ายโอนโหลดไปยังฟีดเดอร์อื่นได้ ซึ่งแสดงการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ไว้ในตารางที่ 3.9 ผลของตารางที่ 3.9 แสดงให้เห็นว่าอัตราการล้มเหลวในแต่ละจุดโหลดไม่เปลี่ยนแปลงแต่ระยะเวลาที่เกิดขัดข้องเปลี่ยนแปลงไป

ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟคำนวณได้ดังนี้

SAIFI = 1.15 ครั้ง/ปี

SAIDI = 1.80 ชั่วโมง

CAIDI = 1.56 ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ

ASUI =0.000205 ASAI = 0.999795

ENS = 25.1 Mwh/ปี AENS = 8.4 kWh/ผู้ใช้-ปี

ตารางที่ 3.9 แสดงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลด A,B,C และ D เมื่อมีการถ่ายโอนโหลดแบบไม่จำกัด

จุดโหลด A				จุดโหลด B				จุดโหลด C				จุดโหลด D			
อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)	อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)	U (ชั่วโมง/ปี)
1	0.2	4	0.8	1	0.2	0.5	0.1	1	0.2	0.5	0.1	1	0.2	0.5	0.1
2	0.1	0.5	0.05	2	0.1	4	0.4	2	0.1	0.5	0.05	2	0.1	0.5	0.05
3	0.3	0.5	0.15	3	0.3	0.5	0.15	3	0.3	4	1.2	3	0.3	0.5	0.15
4	0.2	0.5	0.1	4	0.2	0.5	0.1	4	0.2	0.5	0.1	4	0.2	4	0.8
a	0.2	2	0.4	a				a				a			
b				b	0.6	2	1.2	b				b			
c				c				c	0.4	2	0.8	c			
d				d				d				d	0.2	2	0.4
รวม	1.0	1.5	1.5	รวม	1.4	1.39	1.95	รวม	1.2	1.88	2.25	รวม	1	1.5	1.5

ตารางที่ 3.10 เปรียบเทียบดัชนีอ้างอิงผู้ใช้ไฟกรณีต่าง ๆจากตารางที่ 3.6 ถึง 3.9

ดัชนีอ้างอิงผู้ใช้ไฟ	กรณีพื้นฐาน (ตาราง 3.6)	เพิ่มฟิวส์ (ตาราง 3.7)	เพิ่มสวิตช์ตัดตอน (ตาราง 3.8)	เพิ่มการถ่ายโอนโหลดแบบไม่จำกัด(ตาราง 3.9)
SAIFI (ครั้งต่อผู้ใช้-ปี)	2.2	1.15	1.15	1.15
SAIDI (ชั่วโมงต่อผู้ใช้-ปี)	6.0	3.91	2.58	1.80

เปรียบเทียบตารางที่ 3.6 กับตารางที่ 3.7 พบว่าเมื่อเพิ่มฟิวส์ในสายย่อยจะทำให้อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาที่เกิดการขัดข้องของทุกจุดโหลดลดลง ส่งผลให้ค่าดัชนี SAIFI มีค่าลดลงจาก 2.2 เหลือ 1.15 ครั้งต่อผู้ใช้-ปี และค่าดัชนี SAIDI ลดลงจาก 6.0 เป็น 3.91 ชั่วโมงต่อผู้ใช้-ปี เมื่อพิจารณาตารางที่ 3.7 กับตารางที่ 3.8 สังเกตได้ว่าอัตราการล้มเหลวของทุกจุดโหลดยังคงมีค่าเท่าเดิมนั้นแสดงว่าค่าดัชนี SAIFI ไม่เปลี่ยนแปลง แต่ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของทุกจุดโหลดมีค่าลดลงจะเห็นได้ชัดว่าค่าดัชนี SAIDI ลดลงจาก 3.91 เหลือเพียง 2.58 ชั่วโมงต่อผู้ใช้-ปี จากตารางที่ 3.8 กับตารางที่ 3.9 พบว่าอัตราการล้มเหลวของทุกจุดโหลดยังคงเท่าเดิมแต่ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้องของจุดโหลดลดลงสังเกตได้จากค่าดัชนี SAIDI ลดลง จาก 2.58 เป็น 1.8 ชั่วโมงต่อผู้ใช้-ปี นั้นแสดงว่าการเพิ่มสวิตช์ตัดตอนและการถ่ายโอนโหลดแบบไม่จำกัดไม่ทำให้อัตราการล้มเหลวของจุดโหลดหรือค่าดัชนี SAIFI เปลี่ยนแปลง แต่จะทำให้ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้องหรือค่าดัชนี SAIDI ลดลง กล่าวคือลดระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าลงนั้นเอง จากตารางที่ 3.6 ถึง 3.9 นำค่าดัชนีที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟกรณีต่าง ๆแสดงการเปรียบเทียบดังตารางที่ 3.10

จากตารางที่ 3.6 ถึง 3.9 แสดงให้เห็นว่าการล้มเหลวแบบพาสสีฟจะส่งผลโดยตรงกับจุดโหลดที่พิจารณา ส่วนการล้มเหลวแบบแอคทีฟของอุปกรณ์จะส่งผลกับจุดโหลดที่พิจารณาหรือไม่นั้นขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบ และอุปกรณ์ที่ล้มเหลวแบบแอคทีฟนั้นจะไม่อยู่ในเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดที่พิจารณา

จากหลักการที่ได้กล่าวมาแสดงให้เห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบนอกจากขึ้นกับอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์และระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยแล้ว ยังขึ้นกับอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ในระบบและลักษณะการเชื่อมต่อของอุปกรณ์อีกด้วย ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกัน และมีการถ่ายโอนโหลดได้แบบไม่จำกัดจะมีความเชื่อถือได้สูงนั้นคือดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟที่คำนวณได้มีค่าต่ำลง อย่างไรก็ตามการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวเพิ่มเติมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก็สูงตามด้วยเช่นกัน ดังนั้นจึงควรพิจารณาถึงผลตอบแทนกับค่าใช้จ่ายของโครงการด้วย