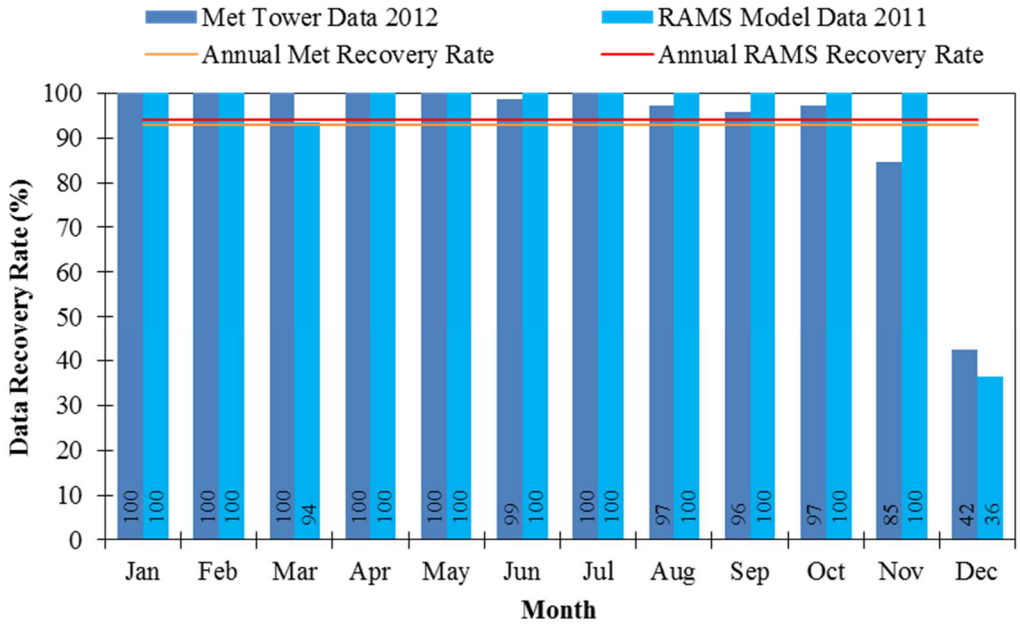
บทที่ 4
ผลการศึกษา

4.1 สถานีวัดลมปากพนัง

การประเมินศักยภาพของพลังงานลมใกล้ชายฝั่งทะเลจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) และ แบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) พื้นที่เกาะพะงัน อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และอ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 170,522 km^2 ผลการศึกษาพบว่า

4.1.1 อัตราการได้รับข้อมูล (Data Recovery Rate, %)

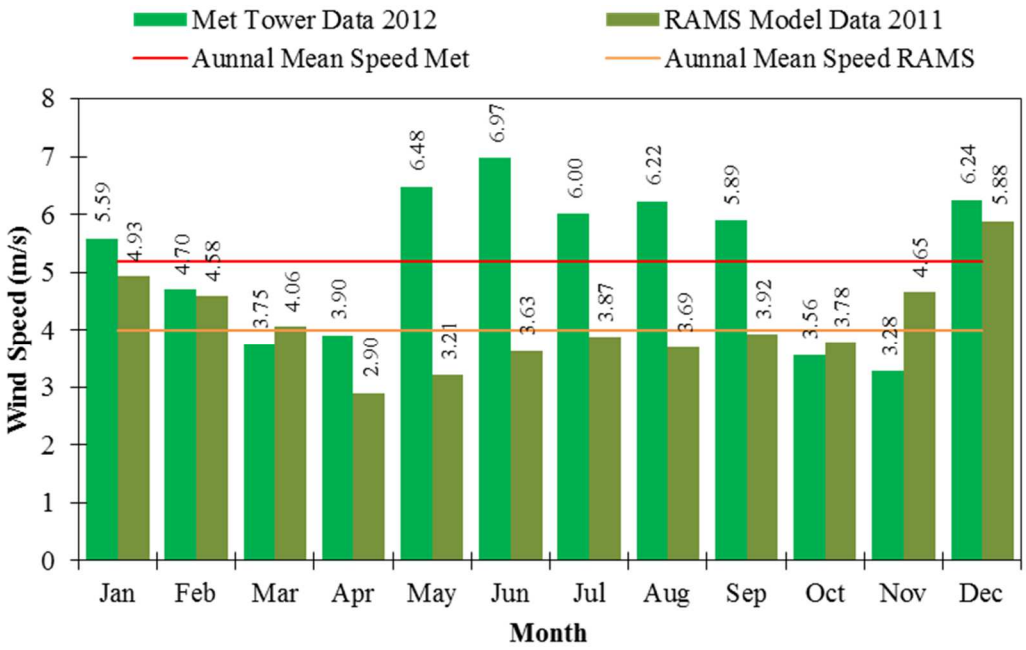
อัตราการได้รับข้อมูลลมบริเวณสถานีตรวจวัดลมปากพนังแสดงดังรูปที่ 4.1 โดยมีค่าอัตราการได้รับข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 94% โดยในส่วนของการจำลองแบบบรรยากาศโดยอาศัยแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น RAMS มีอัตราการได้ข้อมูลหลังจากการวิเคราะห์ Post Processing ของสถานีวัดลมปากพนังแสดงดังรูปที่ 4.1 โดยมีค่าอัตราการได้ข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 93% โดยเดือนธันวาคมมีอัตราการได้รับข้อมูลต่ำทั้งจากสถานีวัดลมและจากแบบจำลองบรรยากาศ



รูปที่ 4.1 อัตราการได้รับข้อมูลที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมปากพนัง

4.1.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน

งานวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลการตรวจวัดสถานีจากวัดลมปากพนังที่ระดับความสูง 120 m โดยทำการตรวจวัดอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทุกๆ 1 วินาที และบันทึกค่าทุก 1 นาที และนำข้อมูลที่ได้มาจากแบบจำลองบรรยากาศ (RAMS) มาวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยรายเดือนและทำการเปรียบเทียบกัน โดยมีผลการวิเคราะห์แสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมปากพนัง

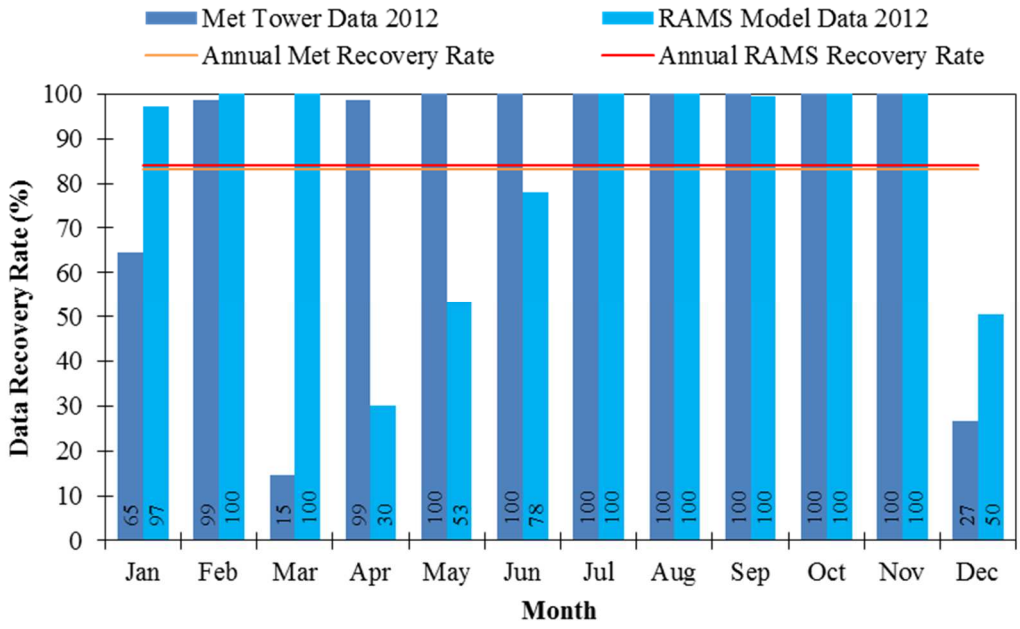
4.2 สถานีวัดลมเกาะพะงัน

4.2.1 อัตราการได้รับข้อมูล (Data Recovery Rate, %)

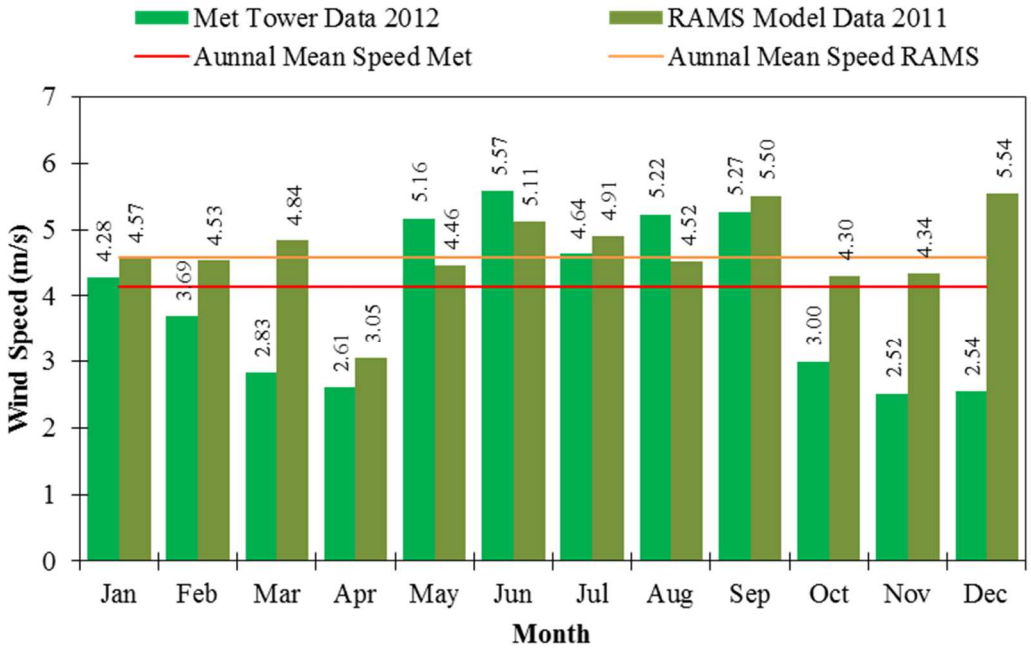
อัตราการได้รับข้อมูลลมบริเวณสถานีตรวจวัดลมเกาะพะงันแสดงดังรูปที่ 4.3 โดยมีค่าอัตราการได้รับข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 85% โดยในส่วนของการจำลองแบบบรรยากาศโดยอาศัยแบบจำลองบรรยากาศท้องถิ่น RAMS มีอัตราการได้ข้อมูลหลังจากการวิเคราะห์ Post Processing ของสถานีวัดลมเกาะพะงันแสดงดังรูปที่ 4.3 โดยมีค่าอัตราการได้ข้อมูลเฉลี่ยเท่ากับ 84% โดยเดือนมกราคม มีนาคม และเดือนธันวาคมมีอัตราการได้รับข้อมูลต่ำจากสถานีวัดลม ส่วนเดือนที่ได้รับข้อมูลจากแบบจำลองบรรยากาศต่ำได้แก่เดือนเมษายน พฤษภาคม มิถุนายน และเดือนธันวาคม แสดงดังรูปที่ 4.3

4.2.2 อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน

งานวิจัยนี้ได้อาศัยข้อมูลการตรวจวัดลมจากสถานีวัดลมเกาะพะงันที่ระดับความสูง 120 m โดยทำการตรวจวัดอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทุกๆ 1 วินาที และบันทึกค่าทุก 1 นาที และนำข้อมูลที่ได้มาจากแบบจำลองบรรยากาศ (RAMS) มาวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยรายเดือนเพื่อทำการเปรียบเทียบกัน แสดงดังรูปที่ 4.4



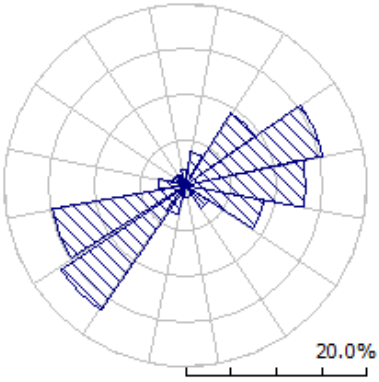
รูปที่ 4.3 อัตราการได้รับข้อมูลที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมเกาะพะงัน



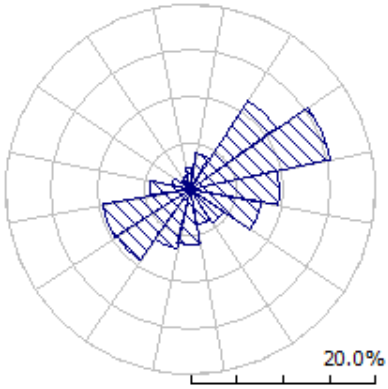
รูปที่ 4.4 อัตราเร็วลมที่ระดับความสูง 120 m ของสถานีวัดลมเกาะพะงัน

4.3 ผังลม (Wind Rose)

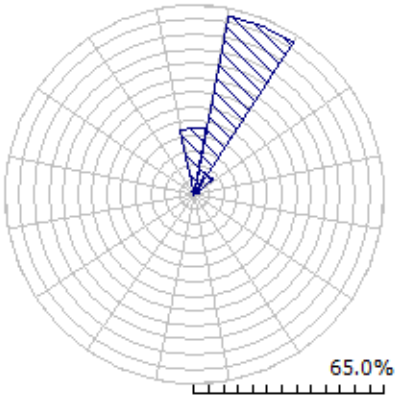
ผังลมใช้แสดงทิศทางของลม เมื่อพิจารณาจากผังลมเฉลี่ยรายปี ค.ศ. 2012 จากการตรวจวัดและจากแบบจำลองบรรยากาศ (RAMS) ทั้งปากพนังและเกาะพะงัน พบว่าทิศทางของลมส่วนใหญ่พัดจากทิศตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงดังรูปที่ 4.5



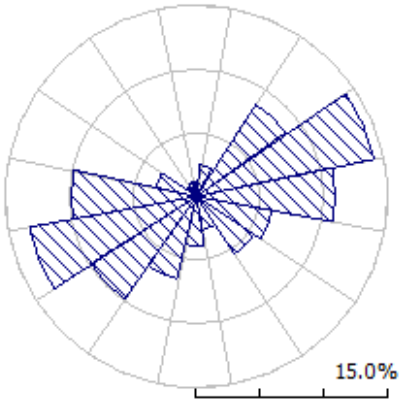
ข้อมูลลมตรวจวัดปากพนัง ปี ค.ศ. 2012



ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS ปากพนัง ปี ค.ศ. 2011



ข้อมูลลมตรวจวัดเกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2012

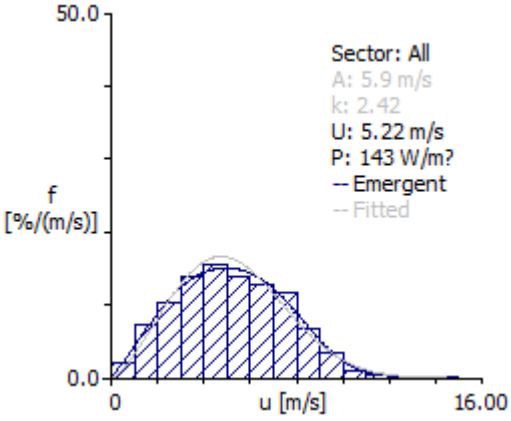


ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS เกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2011

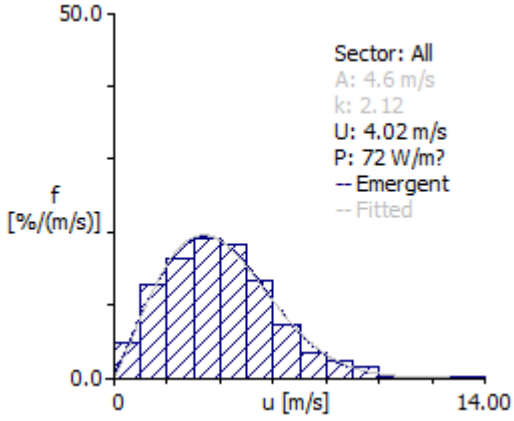
รูปที่ 4.5 ผังลมรายปีจากข้อมูลลมตรวจวัดและจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS

4.4 การแจกแจงไวบูลล์ (Weibull Distribution)

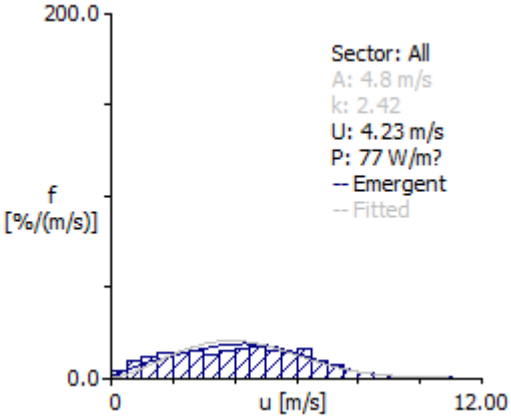
ในการวิเคราะห์ข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมทั้งจากตรวจวัดและจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS ได้อาศัยโปรแกรม WAsP 11.0 สำหรับวิเคราะห์การกระจายแบบไวบูลล์ (Weibull Distribution) โดยการนำข้อมูลสถิติของอัตราเร็วลมและทิศทางของลมทั้งจากการตรวจวัดและจากการทำนายด้วยแบบจำลองบรรยากาศ RAMS มาทำการสร้างไฟล์ Observed Wind Climate (OWC) รายปี ค.ศ. 2012 ของสถานีวัดลมปากพนังและสถานีวัดลมเกาะพะงัน ที่ระดับความสูงสูงสุด 120 m แสดงดังรูปที่ 4.6



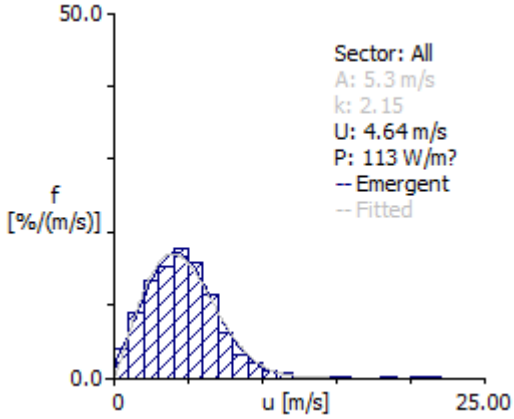
ข้อมูลลมตรวจวัดปากพนัง ปี ค.ศ. 2012



ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS ปากพนัง ปี ค.ศ. 2011



ข้อมูลลมตรวจวัดเกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2012

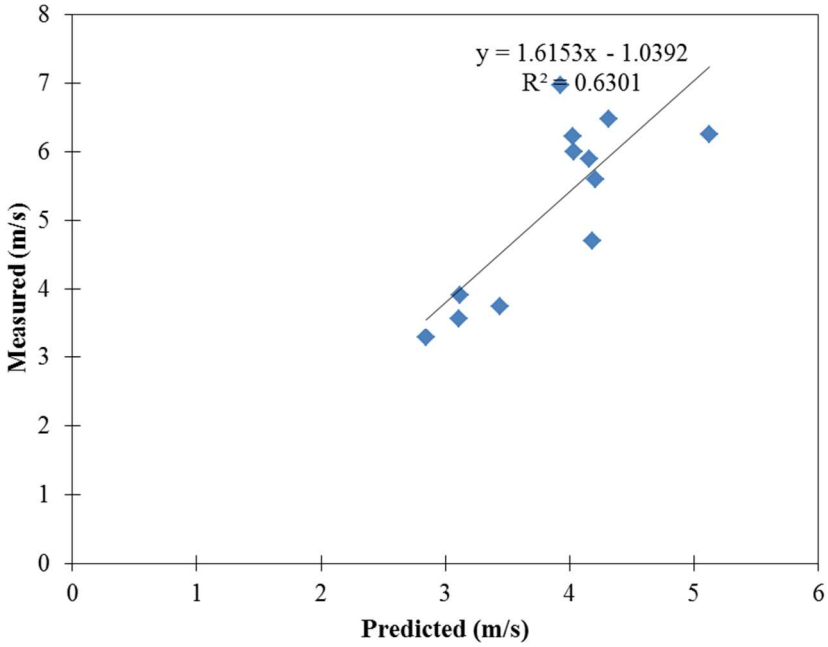


ข้อมูลลมจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS เกาะพะงัน ปี ค.ศ. 2011

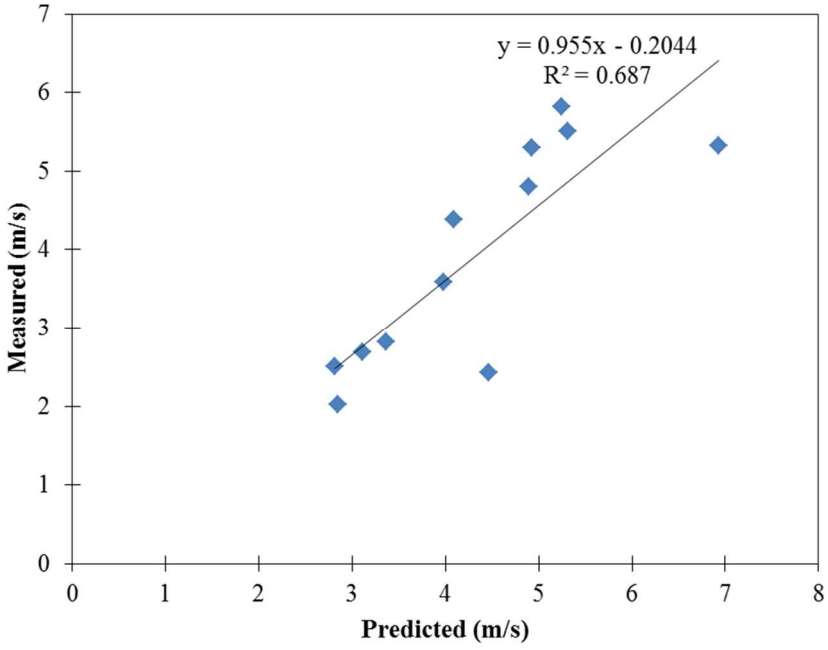
รูปที่ 4.6 การแจกแจงไวบูลล์

ข้อมูลลมจากการวัด (Measured) ถูกนำมาวิเคราะห์สหสัมพันธ์กับข้อมูลลมทำนาย (Predicted) ของทั้งสถานีวัดลมปากพนังและสถานีวัดลมเกาะพะงัน โดยมีผลการวิเคราะห์สหสัมพันธ์แสดงดังรูปที่ 4.7 สำหรับสถานีวัดลมปากพนังและรูปที่ 4.8 สำหรับสถานีวัดลมเกาะพะงัน

ผลการวิเคราะห์สหสัมพันธ์พบว่าค่า Coefficient of Determination (R^2) ของสถานีวัดลมปากพนังมีค่าเท่ากับ 0.6301 ส่วนของสถานีวัดลมเกาะพะงันมีค่าเท่ากับ 0.687 แสดงดังรูปที่ 4.7-4.8 ตามลำดับ



รูปที่ 4.7 เปรียบเทียบอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนของสถานีวัดลมปากพนัง ปี ค.ศ. 2012



รูปที่ 4.8 เปรียบเทียบอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายเดือนสถานีวัดลมเกาะพะงันของปี ค.ศ. 2012

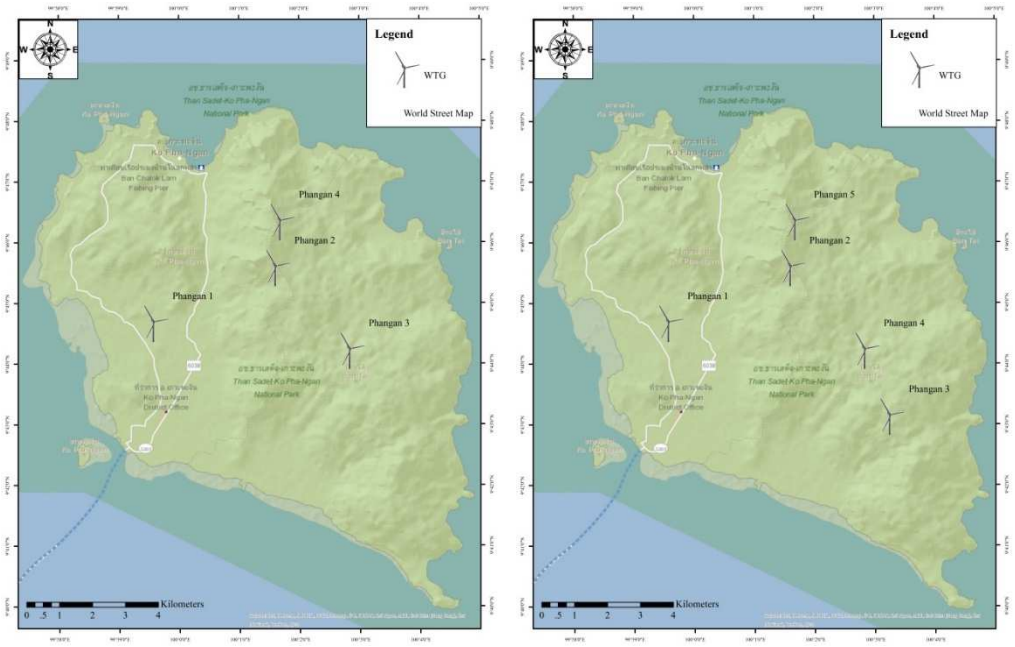
4.5 การประมาณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มกังหันลมในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW โดยทำการคัดเลือกกังหันลมผลิตไฟฟ้าจำนวน 2 รุ่น ได้แก่รุ่น UP103-2000 ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2 MW และรุ่น G114-2.5 ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 2.5 MW ทั้งในพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และพื้นที่ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช โดยแสดงตำแหน่งของกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และพื้นที่ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช ดังรูปที่ 4.9-4.10 ตามลำดับ สำหรับเส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมทั้งสองรุ่นได้แก่ UP103-2000 และ G114-2.5 แสดงดังรูปที่ 4.11-4.11 ตามลำดับ

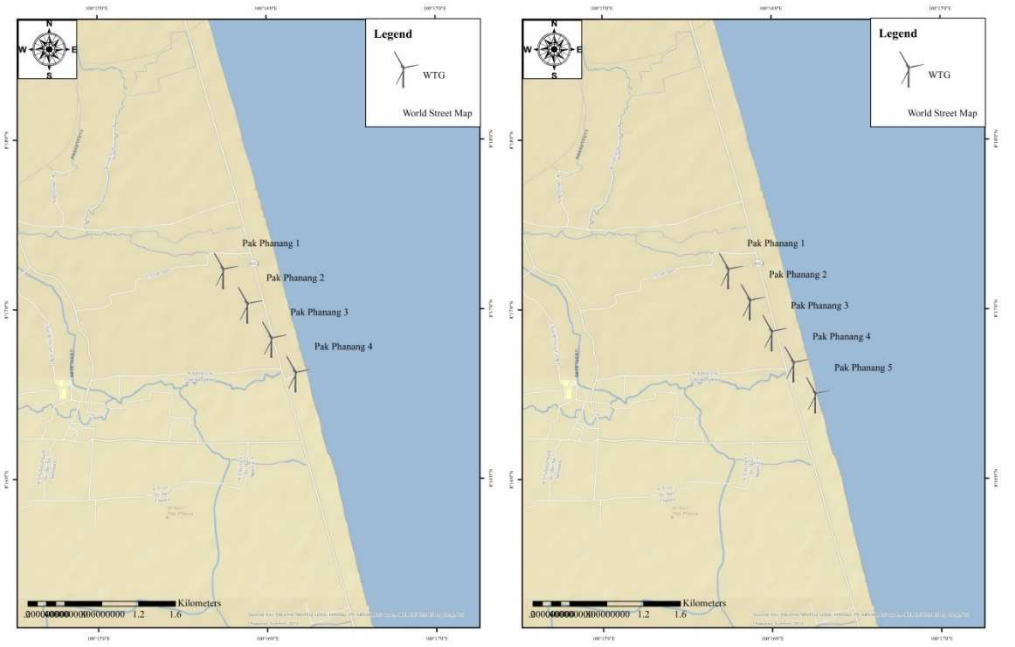
อาศัยแบบจำลองการไหลของลมแบบอากาศพลศาสตร์ (CFD, WindSim 6.2) และแบบจำลองเชิงเส้น (Linearized Model, WAsP 11) ในการหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (Annual Energy Production: AEP) สำหรับโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมบริเวณเกาะพะงันและพื้นที่อำเภอปากพนังขนาดกำลังการผลิต 10 MW แสดงดังรูปที่ 4.11 เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมกำลังการผลิต 10 MW แสดงดังรูปที่ 4.12 และอิทธิผลของเวกเป็นพารามิเตอร์ที่มีความสำคัญในการพัฒนาโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเนื่องจากปริมาณดังกล่าวมีอิทธิพลโดยตรงกับปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม แสดงดังรูปที่ 4.13

โดยพบว่าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW บนเกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี เมื่อติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 23.2-37.60 GWh/year และเมื่อทำการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 41.0-51.40 GWh/year ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับแบบจำลองการไหลของลม (Wind Flow Model) ที่ใช้ในการประเมินแหล่งลมและแบบจำลองเวก (Wake Model) โดยเมื่อพิจารณาหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าถ้าหากติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP103-2000 สามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 7.5-20.0 GWh/year และถ้าหากทำการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้รายปีสุทธิอยู่ในช่วง 19.9-36.2 GWh/year

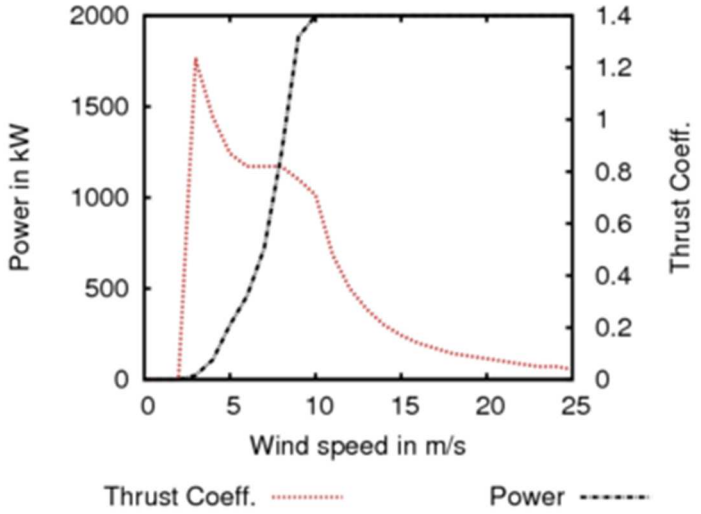
โดยค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้งบริเวณพื้นที่เกาะพะงันและพื้นที่อำเภอปากพนังพบว่ามีค่าคาปาซิตี้แฟกเตอร์อยู่ในช่วง 8.6-42.9% สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 และมีค่าอยู่ในช่วง 22.8-58.7% สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 โดยการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5 จะมีค่าการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกต่ำกว่าการติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 เนื่องจากจำนวนที่ไม่เท่ากันและมิติของกังหันลมที่มีความแตกต่างกันด้วย ค่าร้อยละการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.2-2.3 สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น UP103-2000 และมีค่าอยู่ในช่วงร้อยละ 0.3-1.0 สำหรับการติดตั้งกังหันลมรุ่น G114-2.5



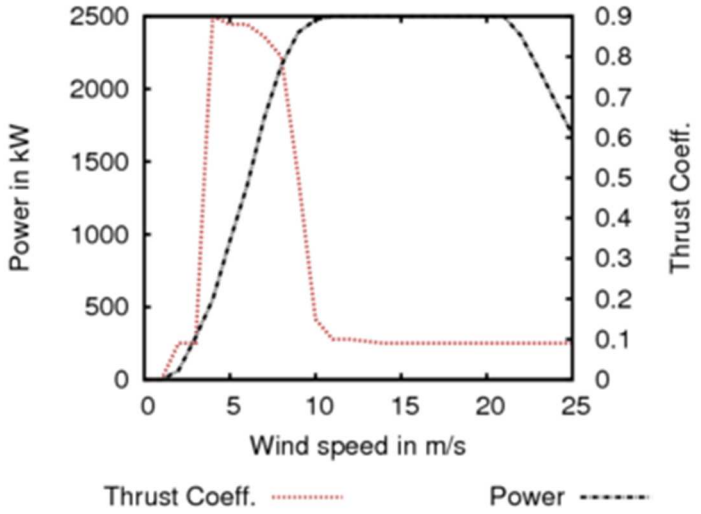
รูปที่ 4.9 การจัดเรียงฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW
บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี G114-2.5 MW (ซ้าย) UP2000-103 (ขวา)



รูปที่ 4.10 การจัดเรียงฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW
บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช G114-2.5 MW (ซ้าย) UP2000-103 (ขวา)



รูปที่ 4.11 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103



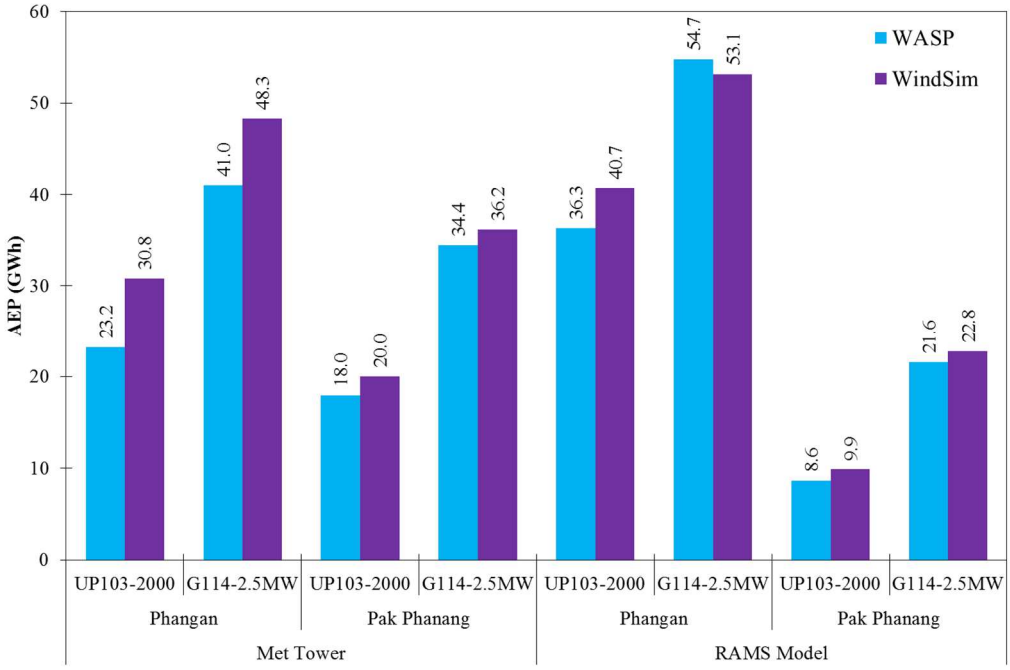
รูปที่ 4.12 เส้นโค้งกำลัง (Power Curve) ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5

รูปที่ 4.13 แสดงให้เห็นถึงจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณแหล่งลมดีของเกาะพะงันและปากพนัง โดยอาศัยแบบจำลอง Diagnostic เนื่องจากเกาะพะงันมีลักษณะภูมิประเทศแบบภูเขาสูงทำให้เมื่อวิเคราะห์การไหลของลม (Wind Flow Modeling) ระดับจุลภาคที่ความแยกชัด (Resolution) 90 m ด้วยแบบจำลองเชิงเส้น WAsP และแบบจำลองพลศาสตร์ของไหลเชิงคำนวณ WindSim แล้วจะมีหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้มากกว่าฟาร์มกังหันลมบริเวณอำเภอปากพนัง โดยผลการวิเคราะห์พบว่าแบบจำลอง WindSim ให้ผลการประมาณหน่วยไฟฟ้ารายปีได้มากกว่าแบบจำลอง WAsP โดยมีหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากแบบจำลอง WindSim ของฟาร์มกังหันลมบริเวณเกาะพะงันเท่ากับ 30.8 GWh สำหรับกังหันลม

รุ่น UP2000-103 ส่วนของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 มีหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีเท่ากับ 48.3 GWh

สำหรับบริเวณอำเภอปากพนังซึ่งมีลักษณะภูมิประเทศแบบราบเรียบนั้นมีผลการประมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากแบบจำลอง WindSim ของกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103 เท่ากับ 20.0 GWh โดยมีผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง WAsP เท่ากับ 18.0 GWh

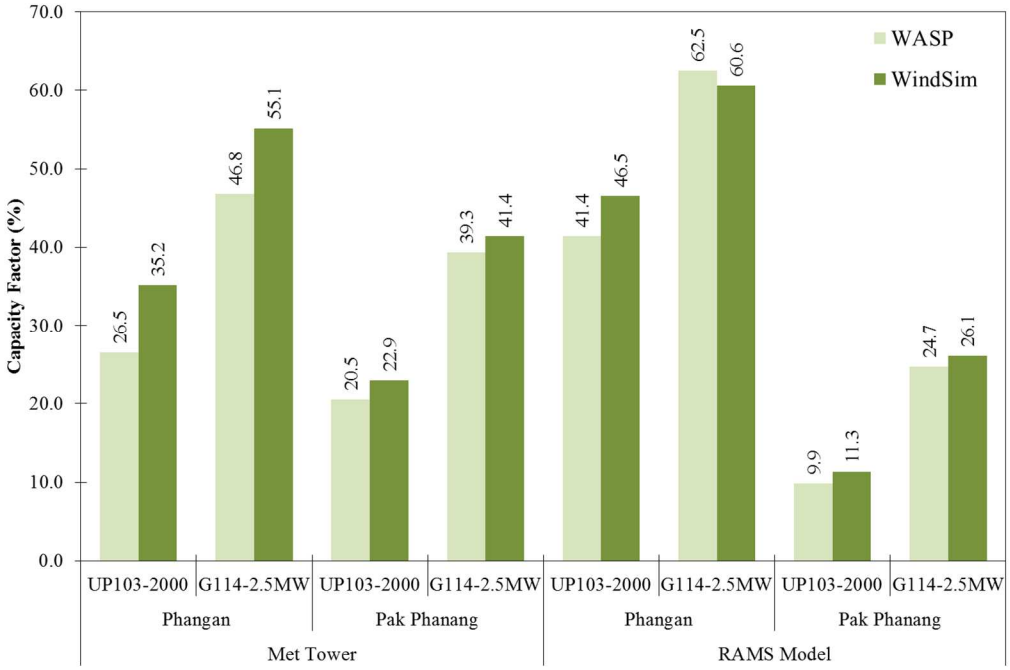
โดยผลการทำนายลมจากแบบจำลอง RAMS ซึ่งเป็นแบบจำลอง Prognostic เมื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากกังหันลมผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 รุ่น พบว่าจะให้ผลการประมาณที่สูงกว่าสำหรับบริเวณเกาะพะงันของจังหวัดสุราษฎร์ธานีและให้ผลการประมาณที่ต่ำกว่าบริเวณอำเภอปากพนังของจังหวัดนครศรีธรรมราชแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW
ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

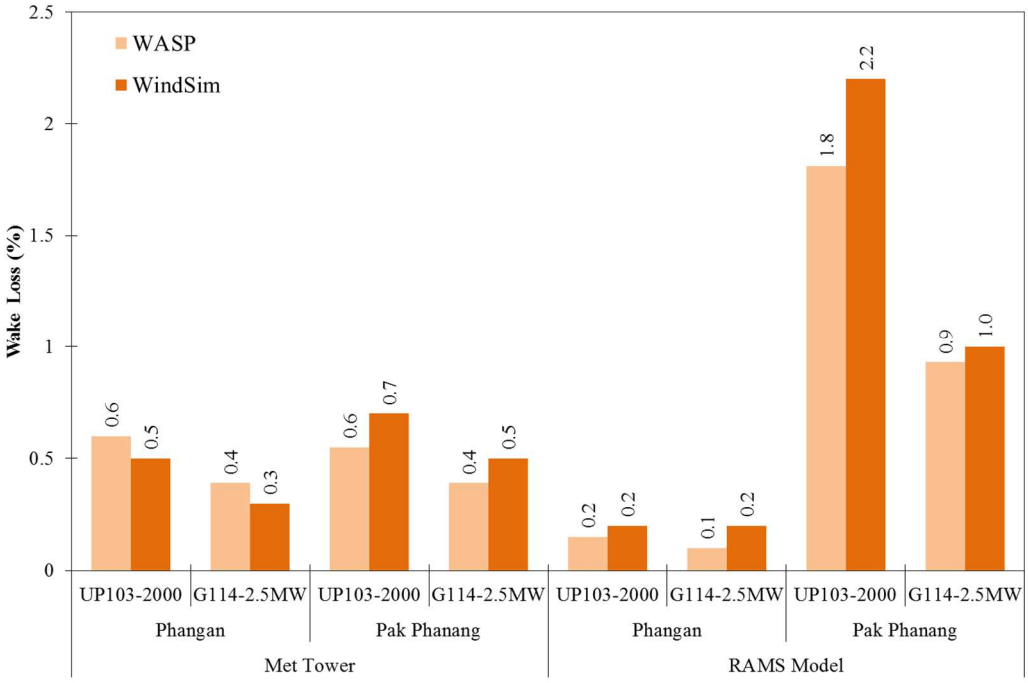
เมื่อนำหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีไปวิเคราะห์ค่า Capacity Factor (C.F.) พบว่ามีค่า C.F. อยู่ในช่วง 26.5-46.8% สำหรับฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณแหล่งลมดีของเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี และมีค่า C.F. อยู่ในช่วง 20.5-39.3% สำหรับฟาร์มกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณอำเภอปากพนังของจังหวัดนครศรีธรรมราช แสดงดังรูปที่ 4.14 และเนื่องจากผลการวิเคราะห์ข้อมูลลมจากแบบจำลอง Prognostic (RAMS) มีความแตกต่างจากผลการตรวจวัดลมและอาศัยแบบจำลอง Diagnostic (WindSim และ WAsP) ดังนั้นทำให้ค่าหน่วยไฟฟ้าและค่า C.F. ที่ได้จากแบบจำลองทั้งสองจึงมีความแตกต่างกันด้วย โดยผลการวิเคราะห์ค่า C.F. จากแบบจำลอง Prognostic จะมีค่า C.F. สูงกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณเกาะพะงัน อย่างไรก็ตามผลการวิเคราะห์ C.F. จากแบบจำลอง Prognostic มีค่าต่ำกว่าผลการวิเคราะห์จากแบบจำลอง Diagnostic บริเวณ

อำเภอปากพนังซึ่งมีลักษณะภูมิประเทศแบบราบเรียบตามแนวชายฝั่งทะเล ซึ่งค่า C.F. ของฟาร์มกังหันลมจากแบบจำลอง Diagnostic มีค่าอยู่ในช่วง 20.5-22.9% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103 และมีค่าอยู่ในช่วง 39.3-41.4% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น G114-2.5 โดยผลการวิเคราะห์ C.F. จากแบบจำลอง Prognostic พบว่าค่า C.F. มีค่า 9.9-11.3% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้ารุ่น UP2000-103 และมีค่า C.F. เท่ากับ 24.7-26.1% สำหรับกังหันลมผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 4.14 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW
ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

ผลการวิเคราะห์การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกจากการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าบริเวณเกาะพะงันและปากพนังโดยอาศัยข้อมูลจากการตรวจวัดและทำนายจากแบบจำลองบรรยากาศ RAMS แสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.15 โดยพบว่าการสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกมีค่าอยู่ในช่วง 0.1-2.2% ซึ่งถือว่ามีค่าต่ำมาก



รูปที่ 4.15 การสูญเสียเนื่องจากอิทธิพลของเวกของฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW ในบริเวณพื้นที่ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช

4.6 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้า (Cost of Energy) จากโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลม

ทั้งนี้ในการวิเคราะห์โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลจะอาศัยสมมติฐานทางด้านการเงินและเศรษฐกิจที่เป็นปัจจุบันมากที่สุดโดยอ้างอิงจากข้อมูลธนาคารแห่งประเทศไทย (www.bot.or.th) แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.1

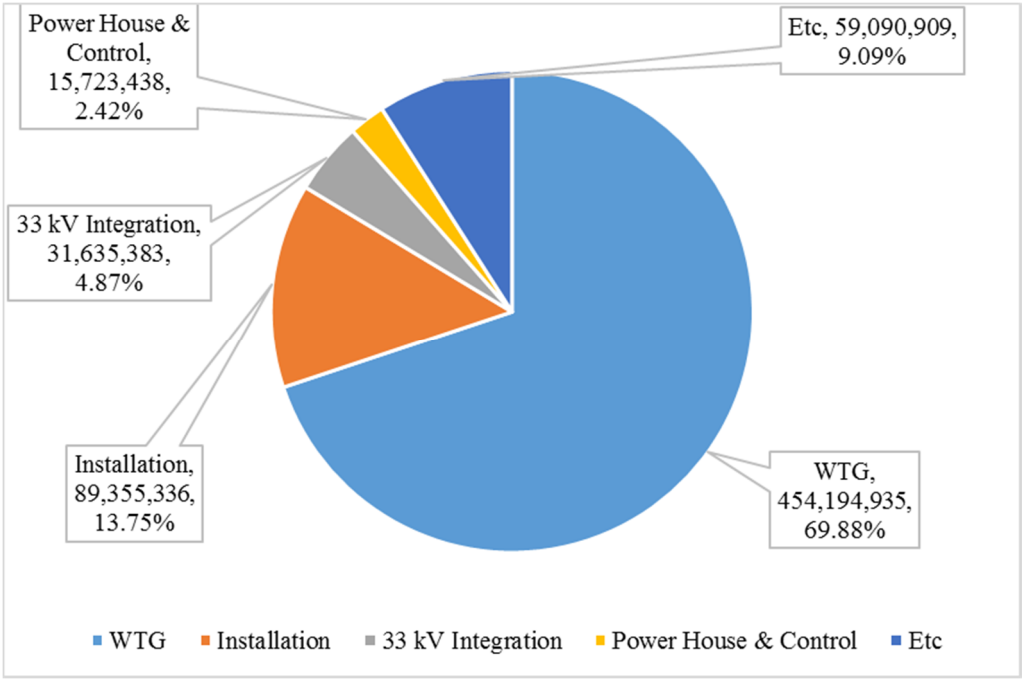
ในการศึกษานี้ได้ทำการวิเคราะห์ดัชนีทางการเงิน BCR PBP NPV และ FIRR ของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ โดยทำการพิจารณาต้นทุนที่มีความน่าจะเป็นใน 3 กรณี คือ 65 MTHB 70 MTHB และ 75 MTHB แสดงดังรูปที่ 4.16-4.18

โดยรูปที่ 4.16 แสดงการจำแนกต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW โดยประกอบไปด้วยค่ากังหันลมผลิตไฟฟ้ารวมหม้อแปลง ค่าขนส่งและติดตั้ง ค่าเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 33 kV ค่าโรงไฟฟ้าและระบบควบคุม SCADA และอื่นๆ

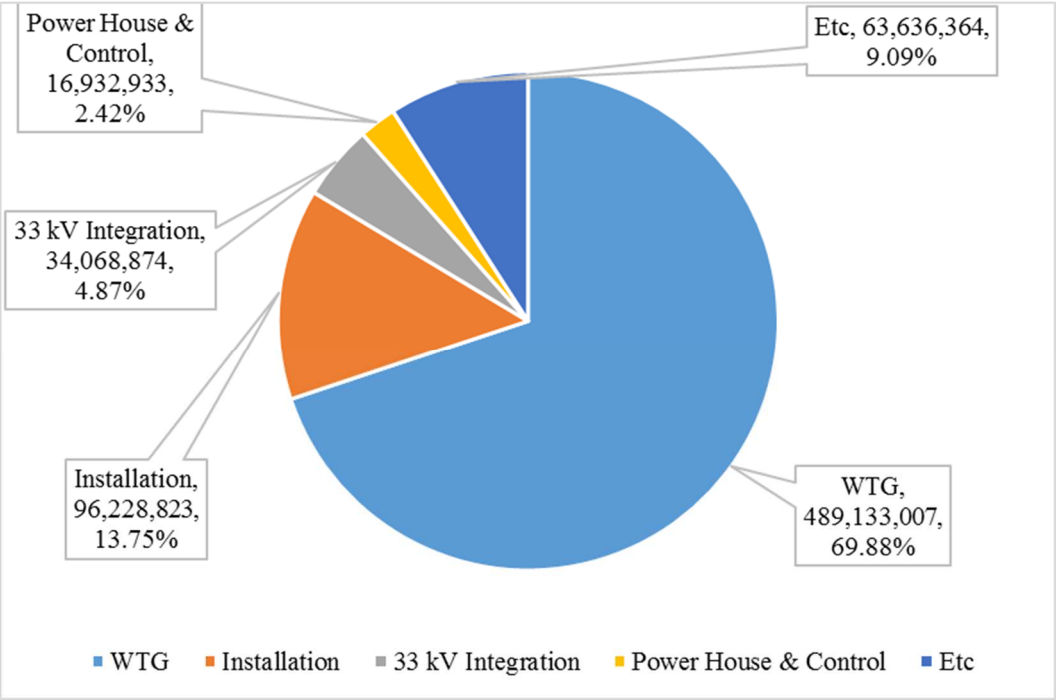
ตารางที่ 4.1 สมมติฐานทางด้านการเงินและเศรษฐกิจ

พารามิเตอร์	ค่า
อายุโครงการ	20 ปี
ราคากังหันลมรวมค่าขนส่ง (FOB)	50 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์
การติดตั้งกังหันลม (Installation)	ร้อยละ 10 ของราคากังหันลม
การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังงานลม (Operation)	ร้อยละ 2 ของราคากังหันลม
การบำรุงรักษา (Maintenance)	ร้อยละ 1 ของราคากังหันลม
มูลค่าซาก (Salvage)	ร้อยละ 10 ของราคากังหันลม
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (Interest Rate)	ร้อยละ 6.75 (MLR)*
อัตราเงินเฟ้อทั่วไป (Inflation Rate)	ร้อยละ 2.16
อัตราแลกเปลี่ยน	1 เหรียญดอลลาร์สหรัฐ= 32.0596 บาท
Ft ขายส่ง (Wholesale)	0.6900 บาท/หน่วย (เมษายน-สิงหาคม 2557) กิจการผลิต (G) (กฟภ.)
ส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder)	3.5 บาทต่อหน่วย
ราคารับซื้อ On-Peak และ Off-Peak	4.5827 บาท และ 2.1495 บาท
อัตราคิดลด	5%

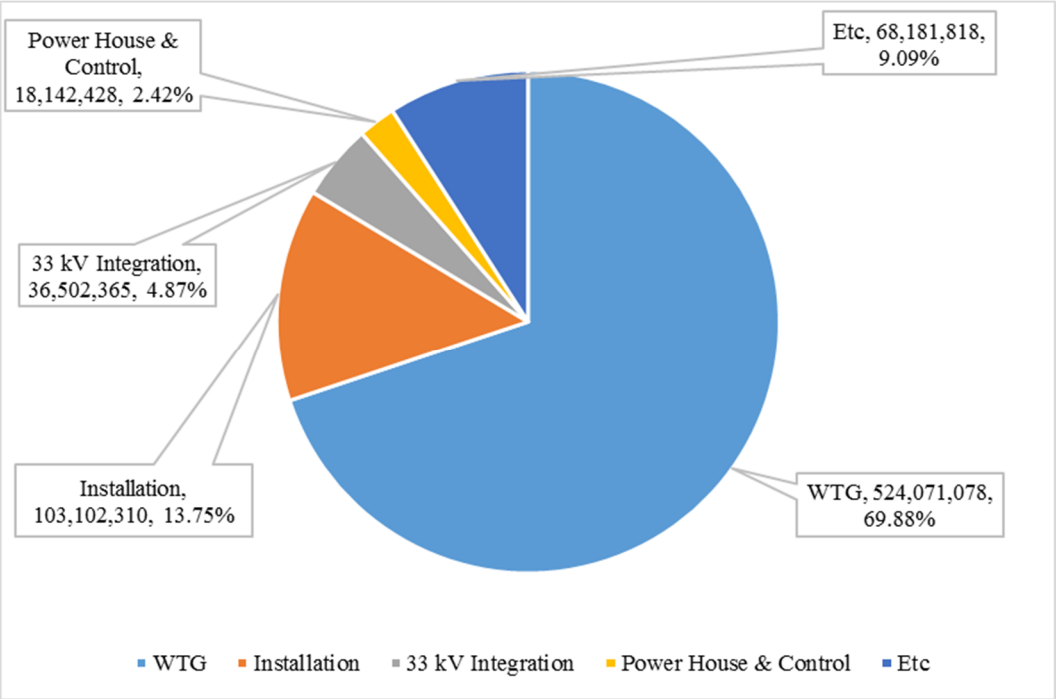
หมายหตุ: วันที่ 28 กันยายน 2557



รูปที่ 4.16 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.17 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.18 สัดส่วนต้นทุนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW กรณีต้นทุน 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์

โดยมีการจำแนกผลตอบแทนในแต่ละรายการแสดงดังรูปที่ 4.19-4.20

นอกจากนี้ยังได้วิเคราะห์ความอ่อนไหวของพารามิเตอร์ที่สำคัญได้แก่ ต้นทุนและปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี (AEP) โดยทำการวิเคราะห์ในกรณี

- กรณีฐาน (Base Case) ที่ต้นทุนต่อเมกะวัตต์ เท่ากับ 65 ล้านบาท 70 ล้านบาท และ 75 ล้านบาท
- ต้นทุนเพิ่มขึ้น 5% และ 10%
- ต้นทุนลดลง 5% และ 10%
- AEP เพิ่มขึ้น 5% และ 10%
- AEP ลดลง 5% และ 10%

โดยการวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งได้พิจารณากรณีโครงการมีและไม่มีการจัดทำกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) โดยการจำแนกรายการผลตอบแทนของโครงการแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 4.19-4.20 สำหรับกรณีพื้นที่เกาะพะงันและกรณีพื้นที่ปากพนังตามลำดับ

ผลการวิเคราะห์โครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมใกล้ชายฝั่งทะเลบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี และบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช แสดงดัชนีทางการเงินที่สำคัญทั้ง 4 ได้แก่ BCR NPV FIRR และ PBP แสดงดังรูปที่ 4.21-4.22

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

- BCR เท่ากับ 1.19
- NPV เท่ากับ 244.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 26.85%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

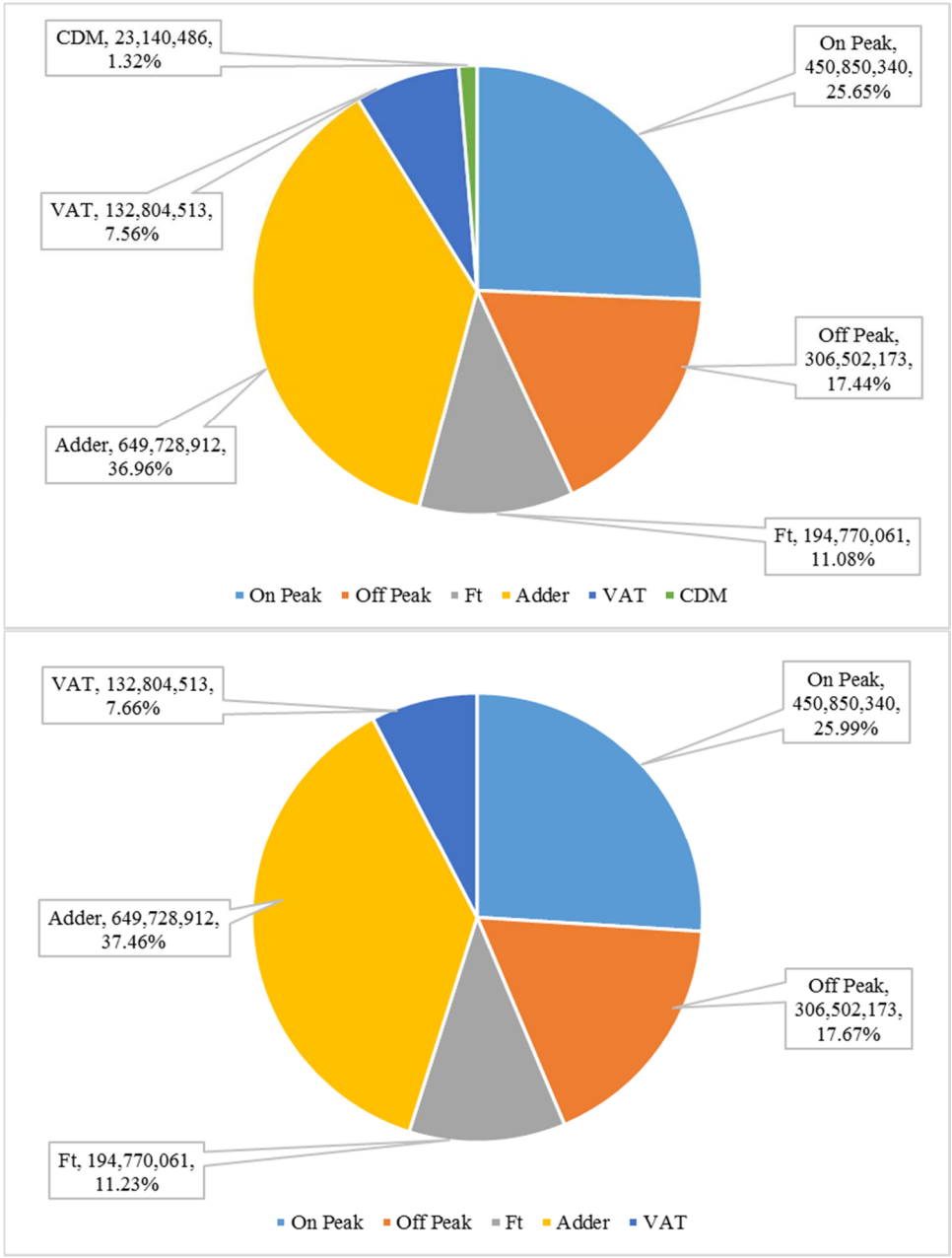
ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.23-4.24 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัวมีค่าดังต่อไปนี้

- BCR เท่ากับ 1.22
- NPC เท่ากับ 274.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 33.11%
- PBP เท่ากับ 3 ปี

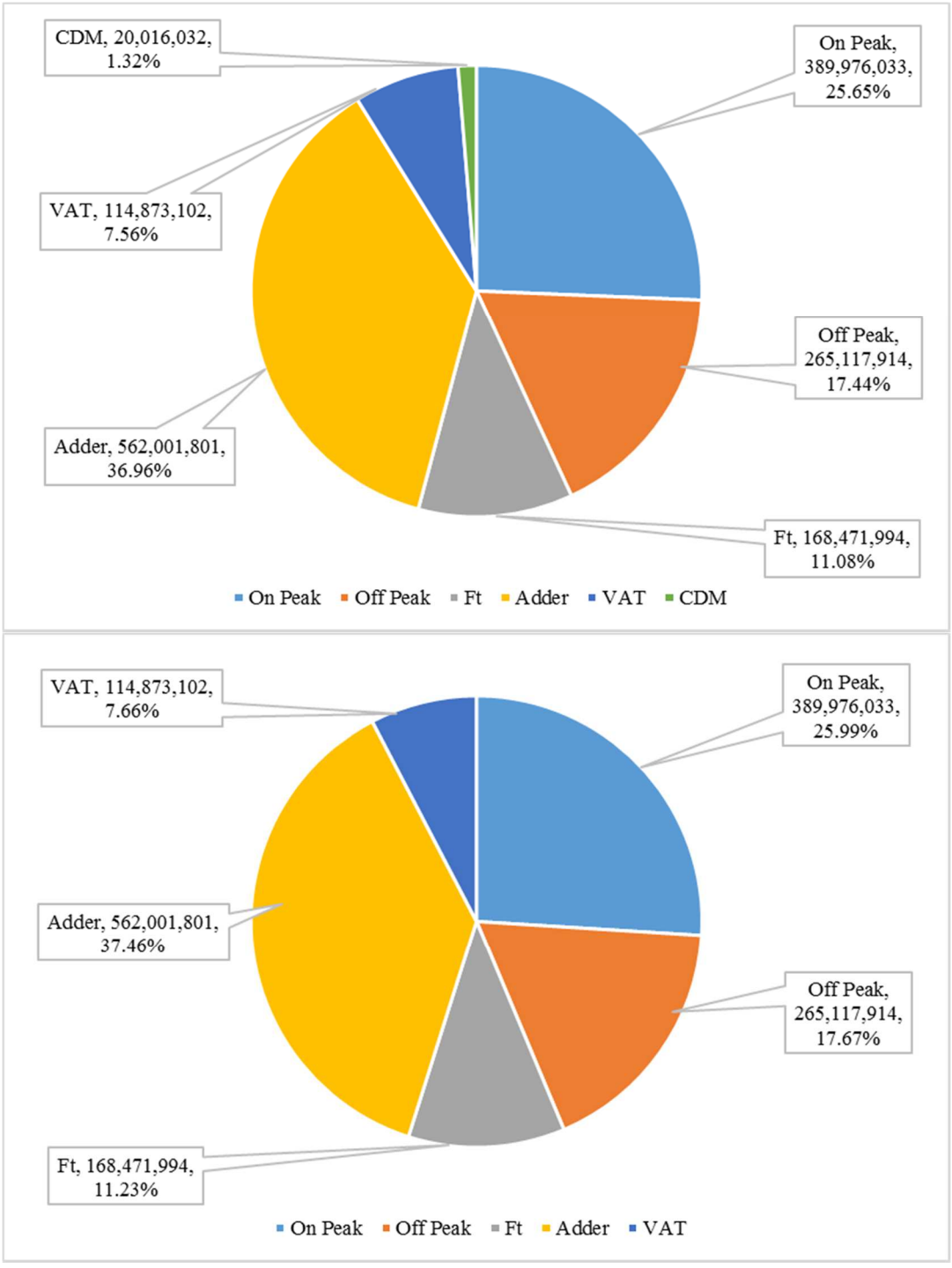
ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุน

โครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.25-4.26 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

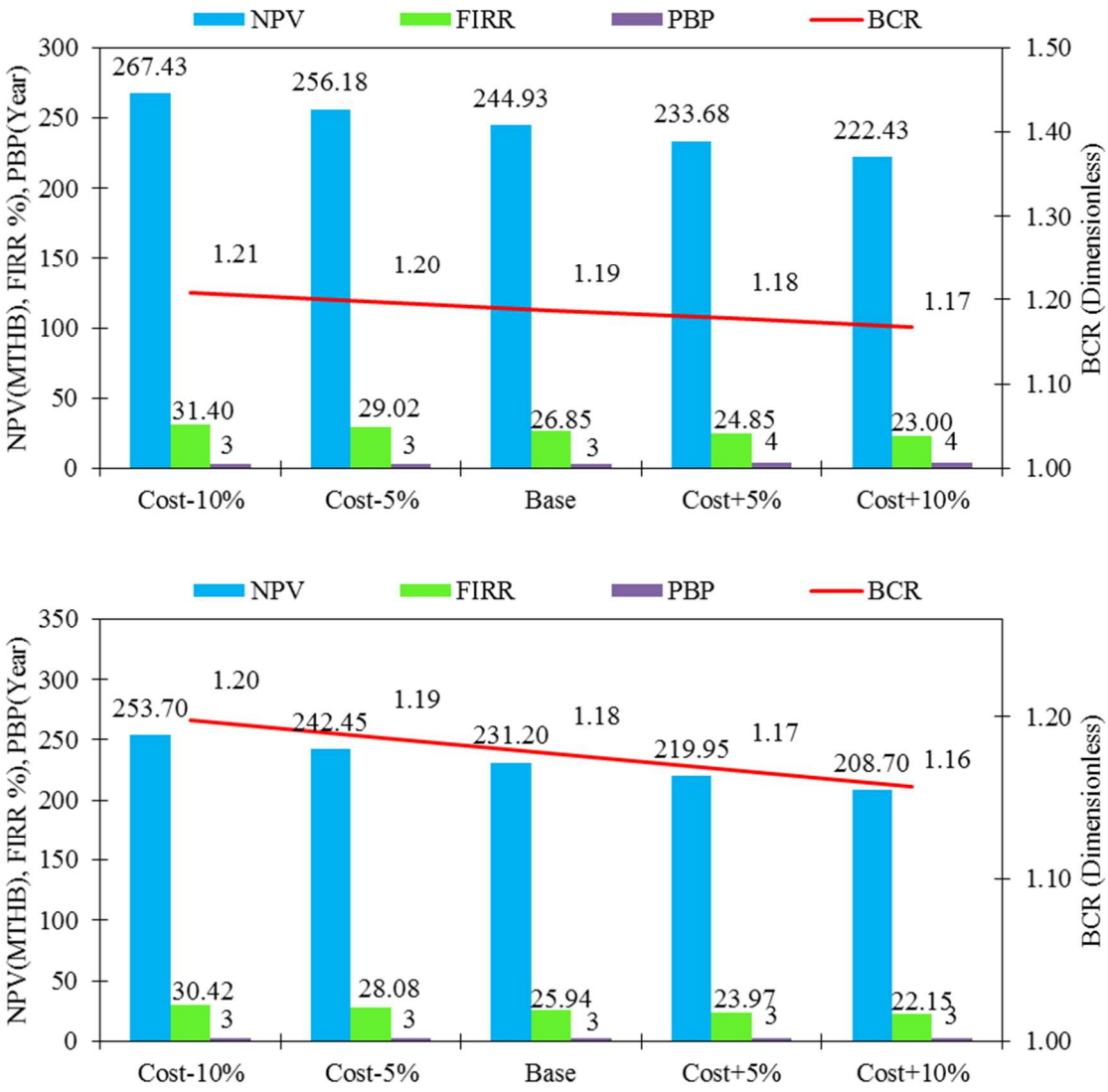
- BCR เท่ากับ 1.20
- NPV เท่ากับ 259.93 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 29.79%
- PBP เท่ากับ 3 ปี



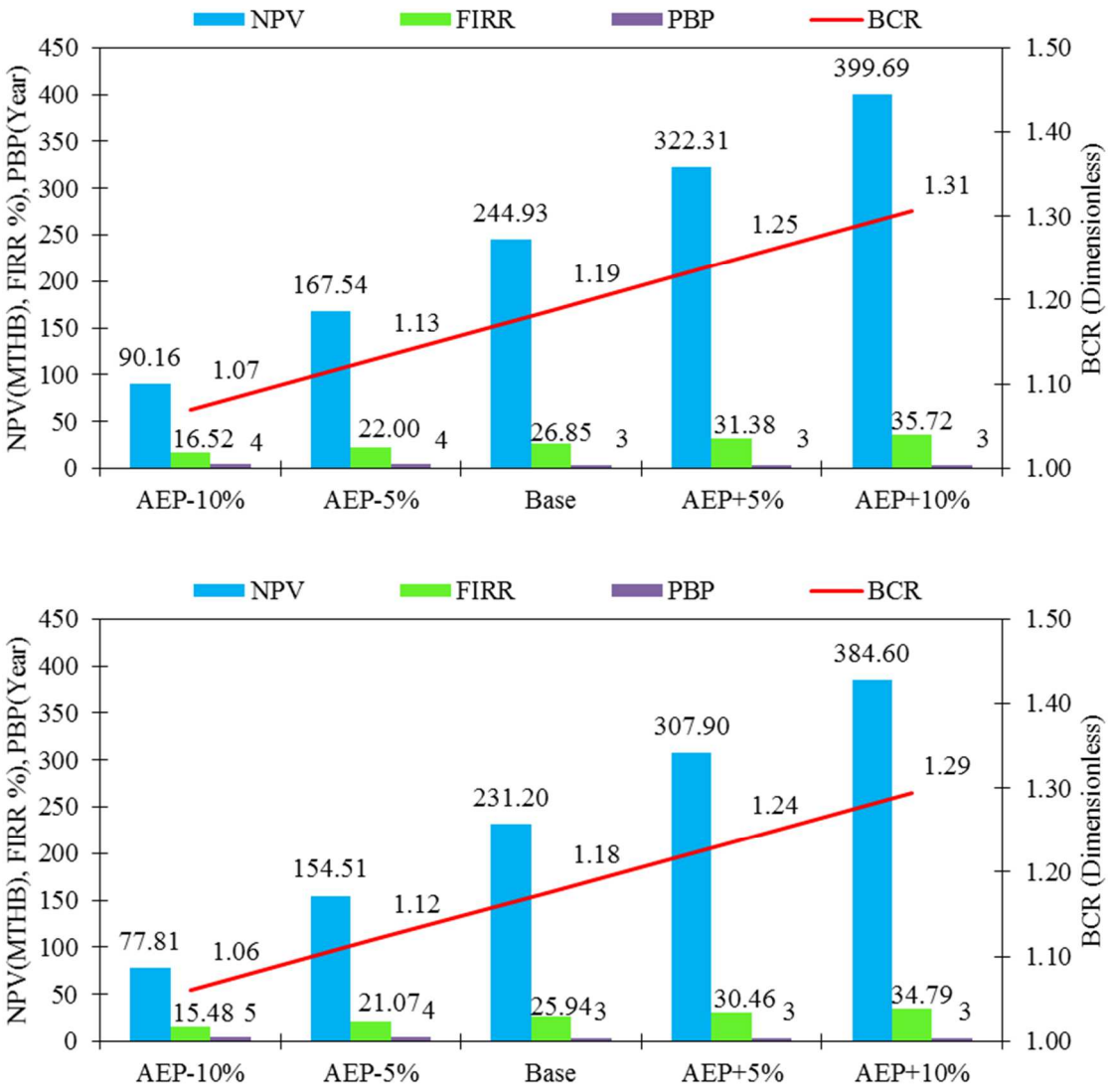
รูปที่ 4.19 สัดส่วนผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง)



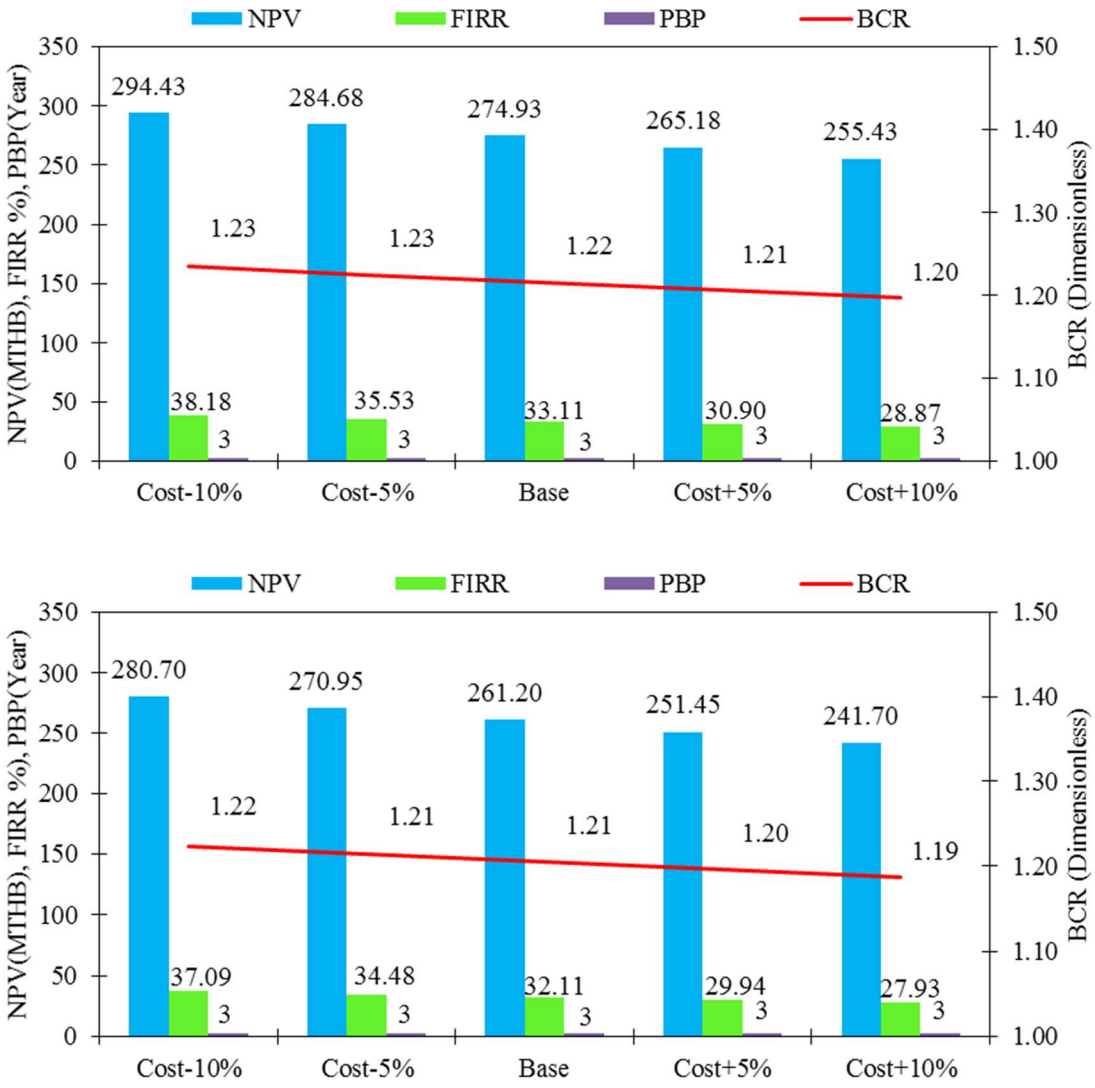
รูปที่ 4.20 สัดส่วนผลตอบแทนของโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง)



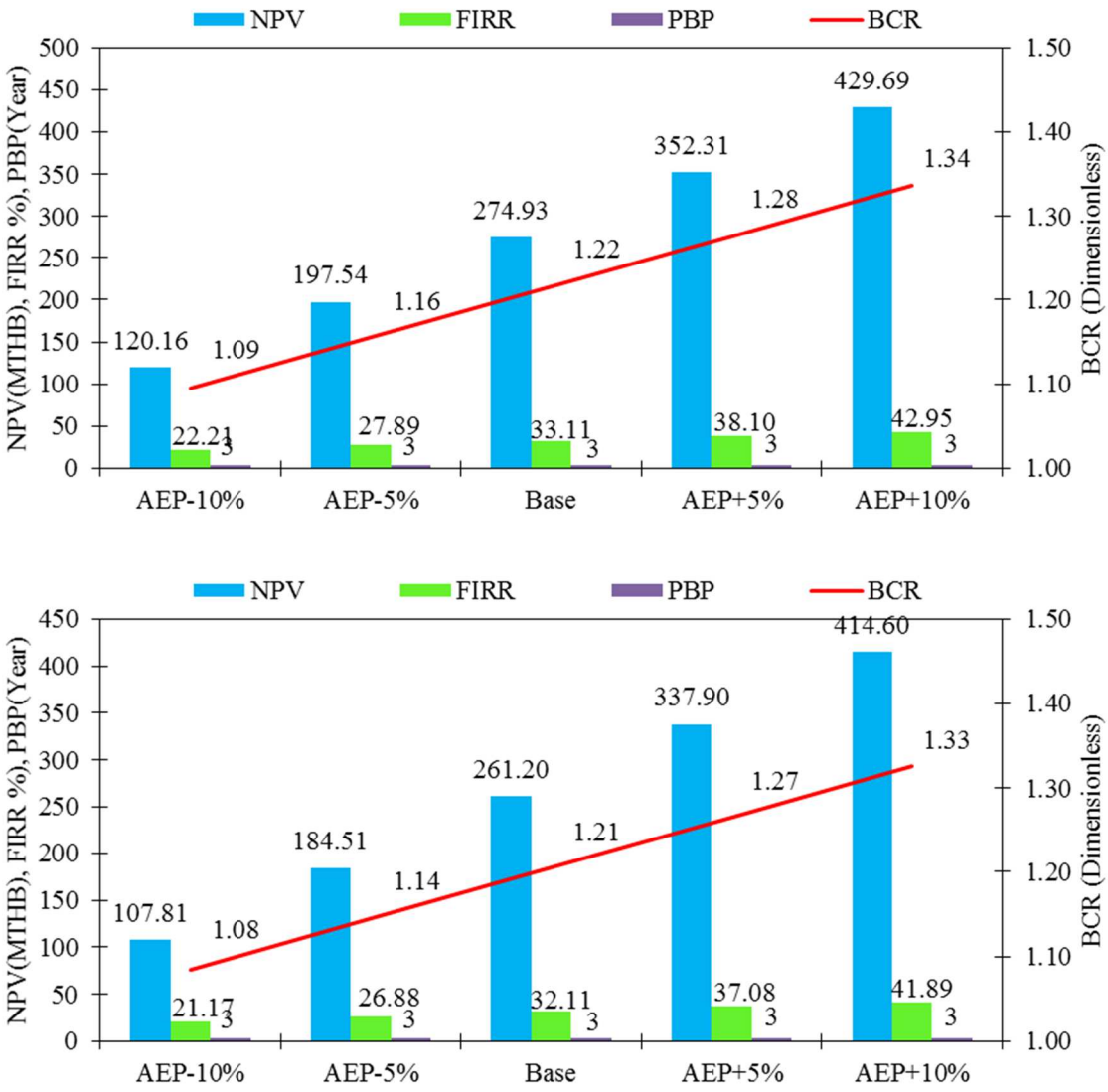
รูปที่ 4.21 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



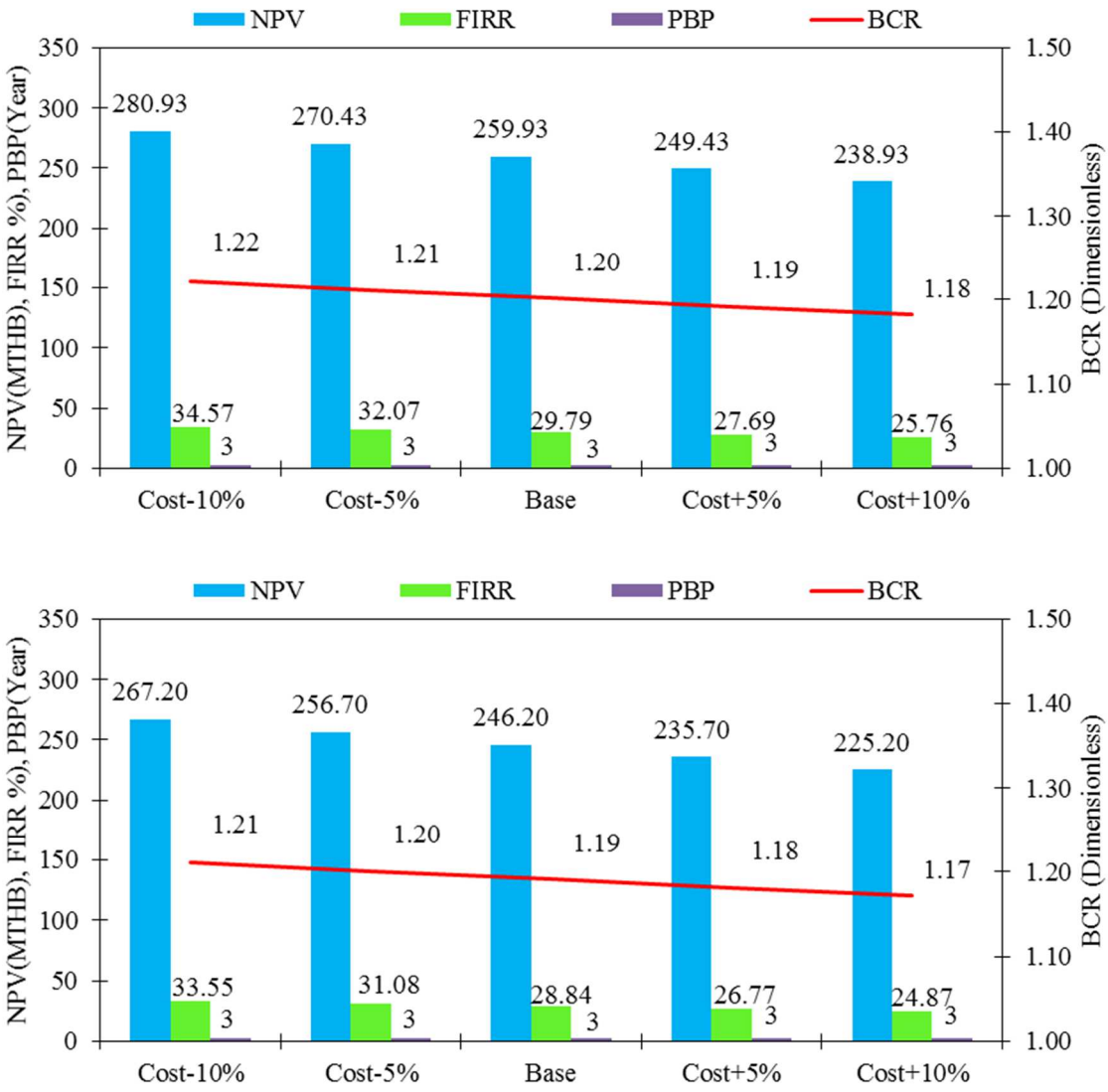
รูปที่ 4.22 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



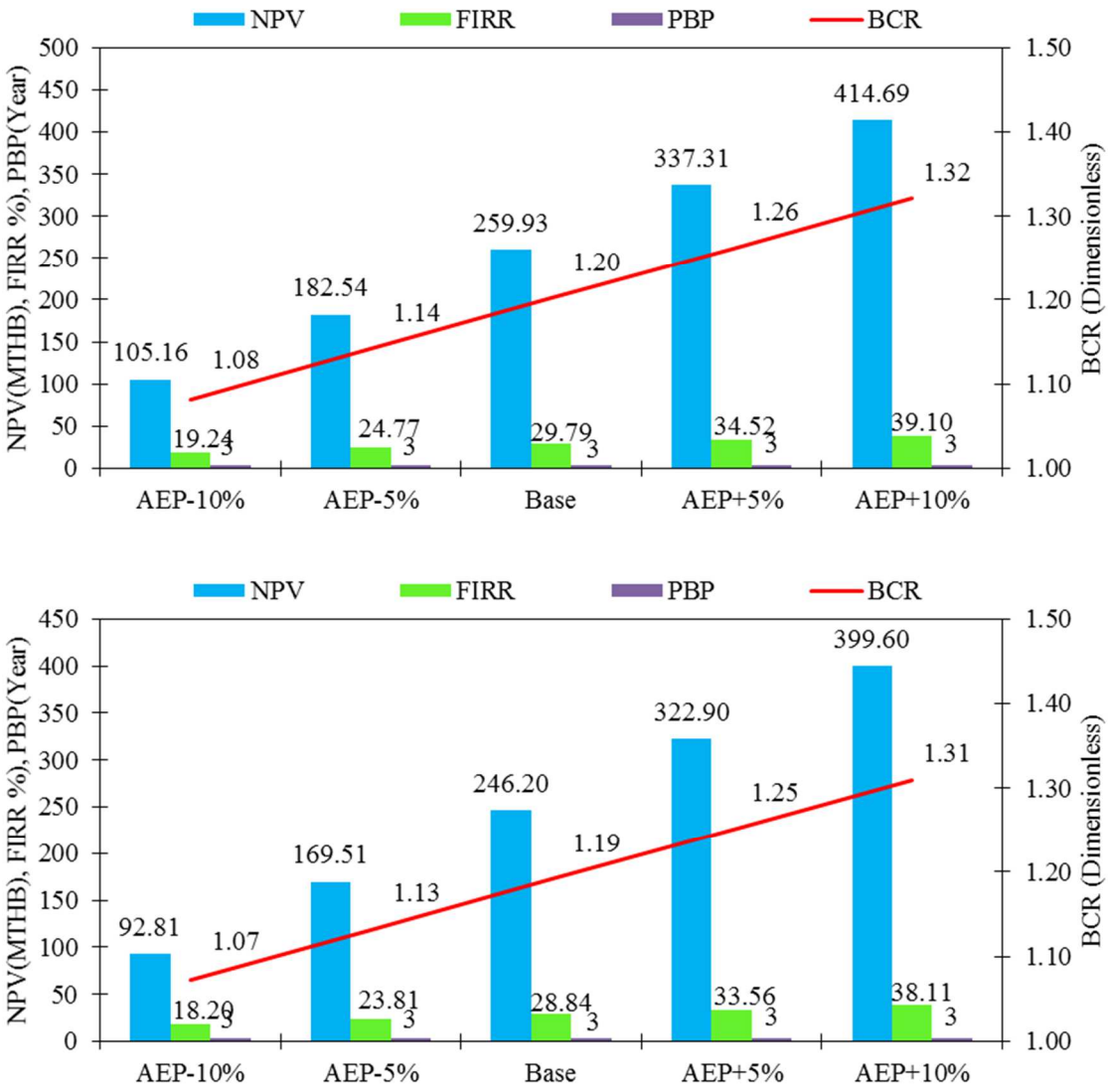
รูปที่ 4.23 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.24 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.25 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.26 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.27-4.28 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

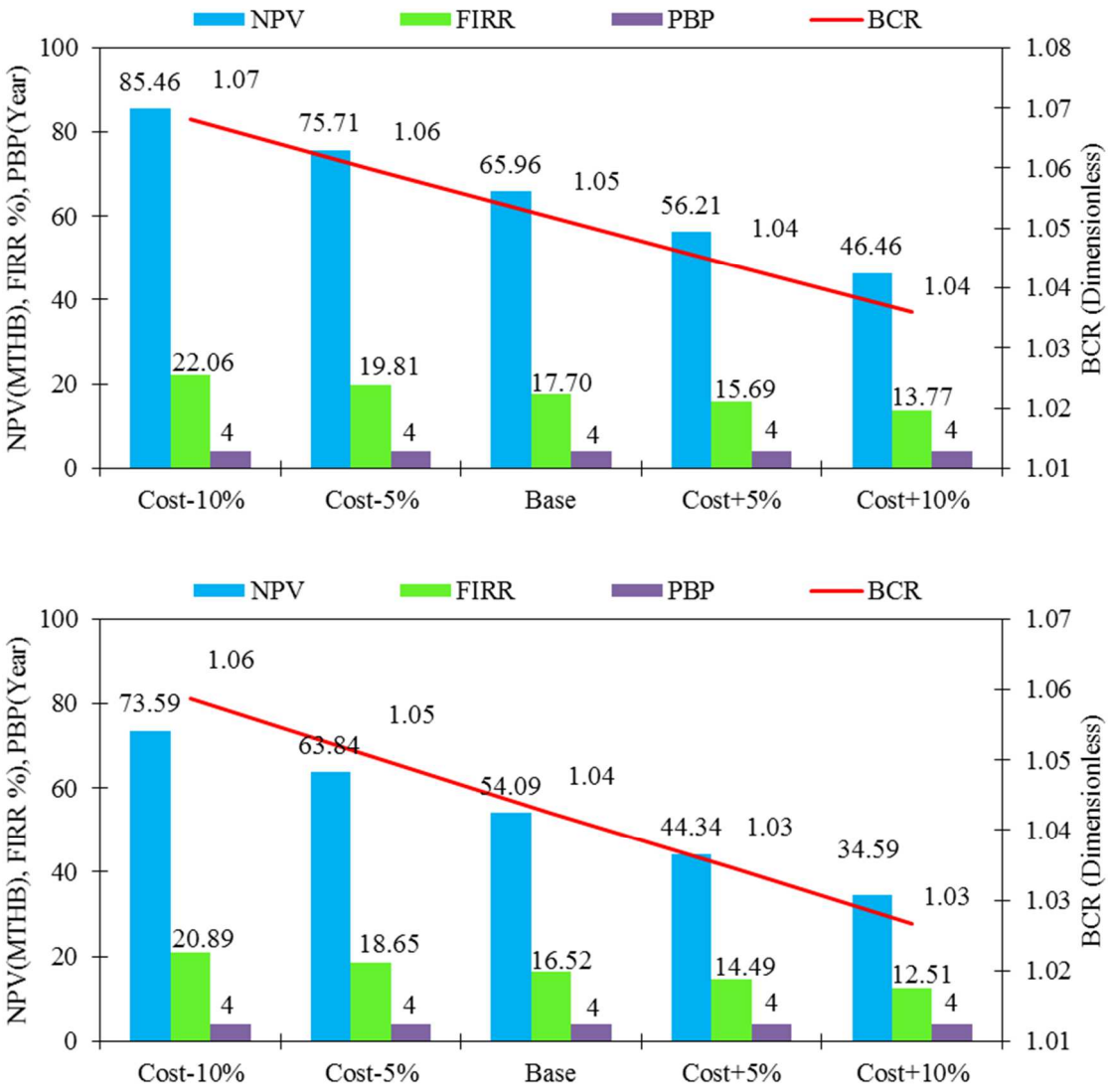
- BCR เท่ากับ 1.05
- NPV เท่ากับ 65.96 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 17.70%
- PBP เท่ากับ 4 ปี

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.29-4.30 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

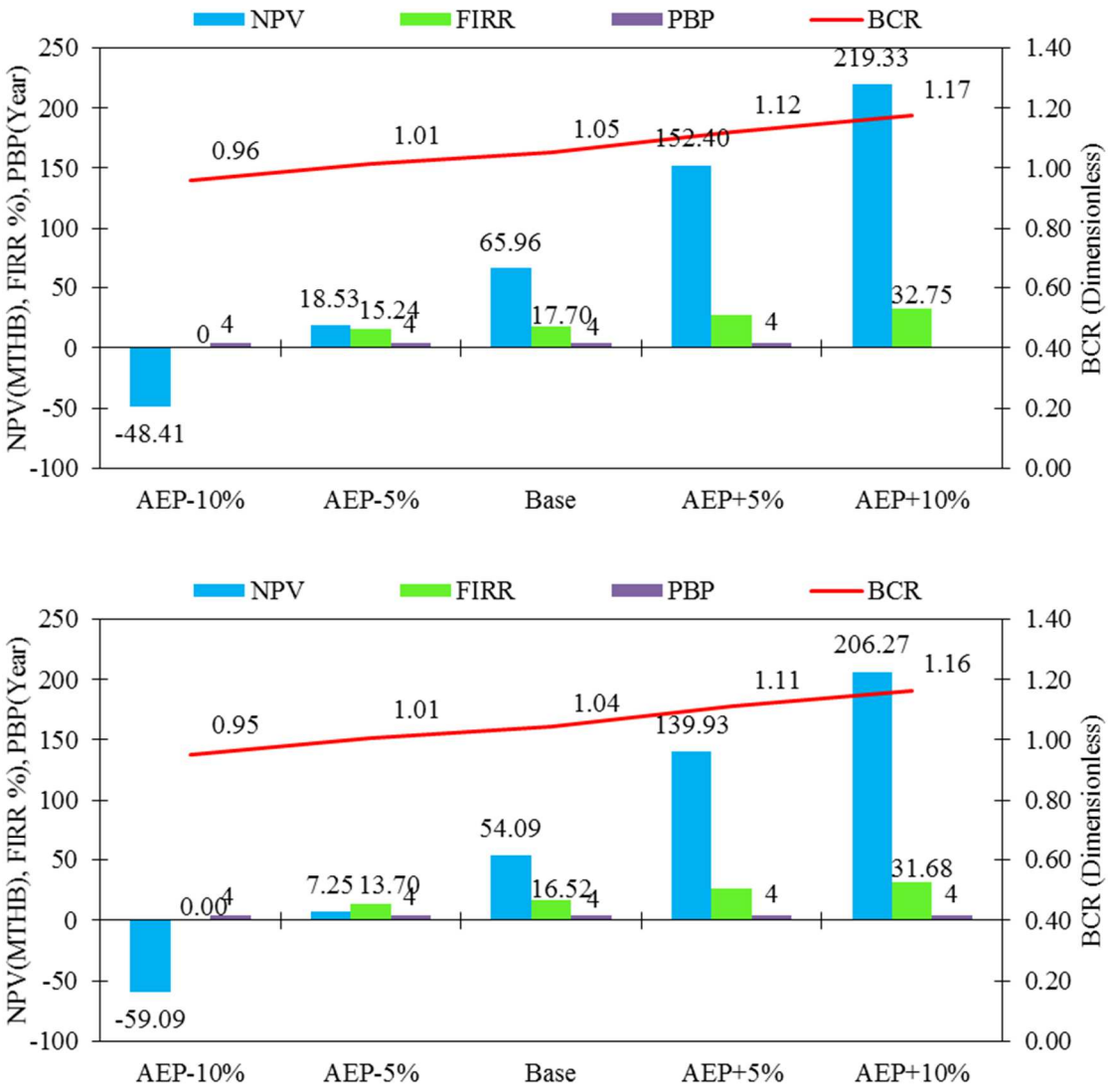
- BCR เท่ากับ 1.04
- NPV เท่ากับ 50.96 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 14.65%
- PBP เท่ากับ 4 ปี

ผลการวิเคราะห์กรณีฟาร์มกังหันลมบริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และสามารถลงทุนได้โดยในกรณีฐาน (Base Case) และต้นทุนโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์ แสดงดังรูปที่ 4.31-4.32 ค่าดัชนีทางการเงินทั้ง 4 ตัว มีค่าดังต่อไปนี้

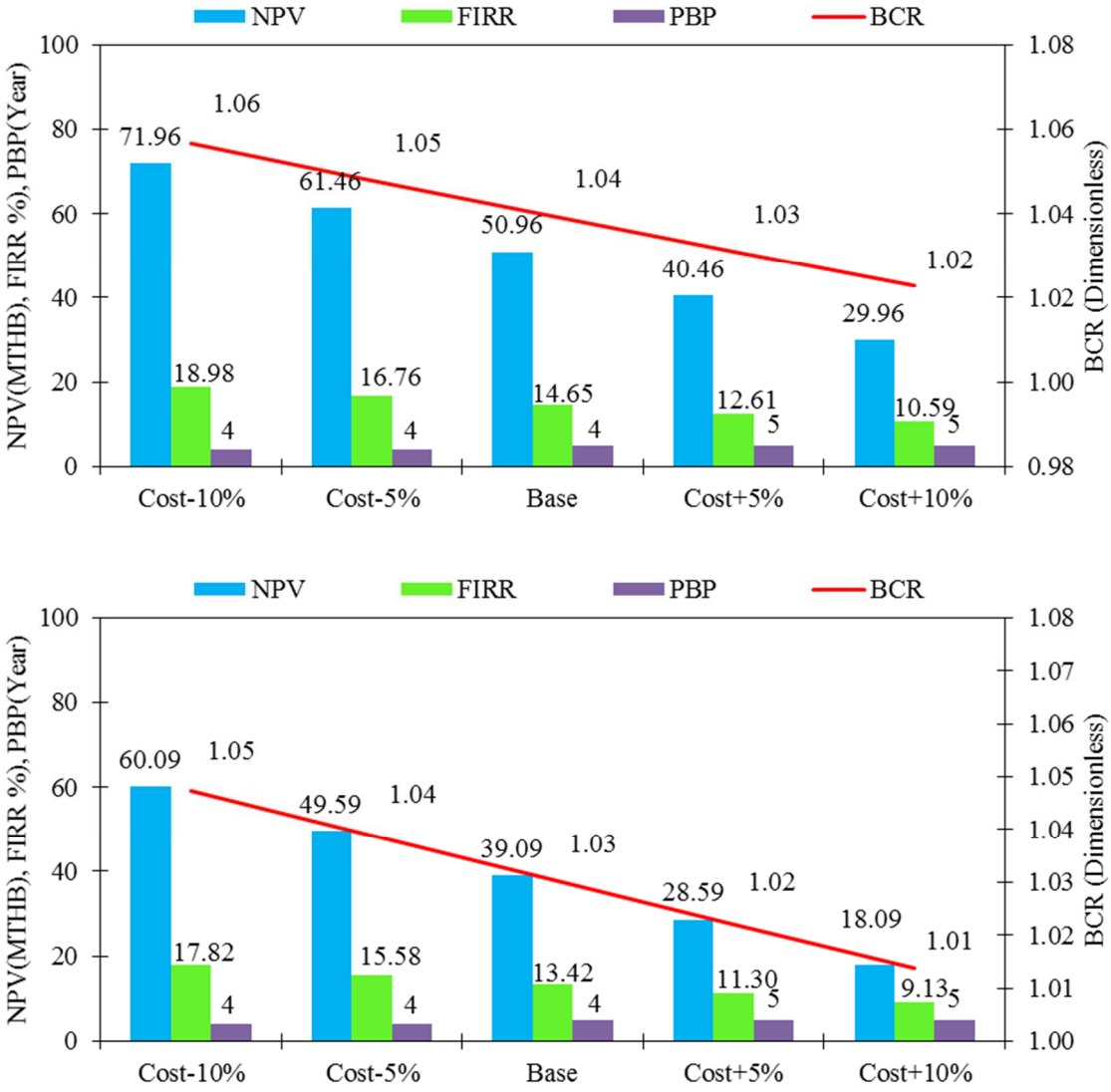
- BCR เท่ากับ 1.03
- NPV เท่ากับ 35.96 ล้านบาท
- FIRR เท่ากับ 11.74%
- PBP เท่ากับ 4 ปี



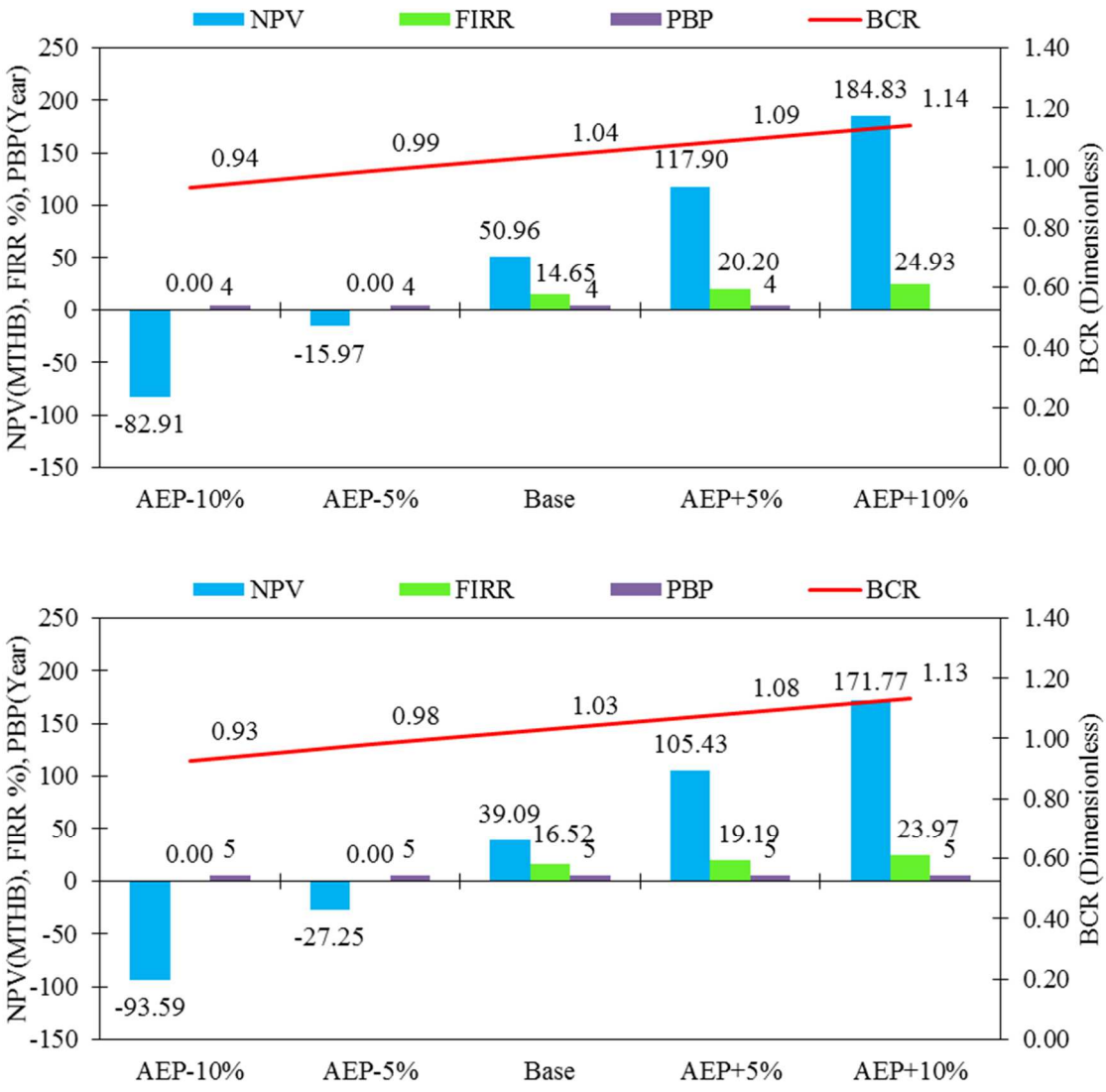
รูปที่ 4.27 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



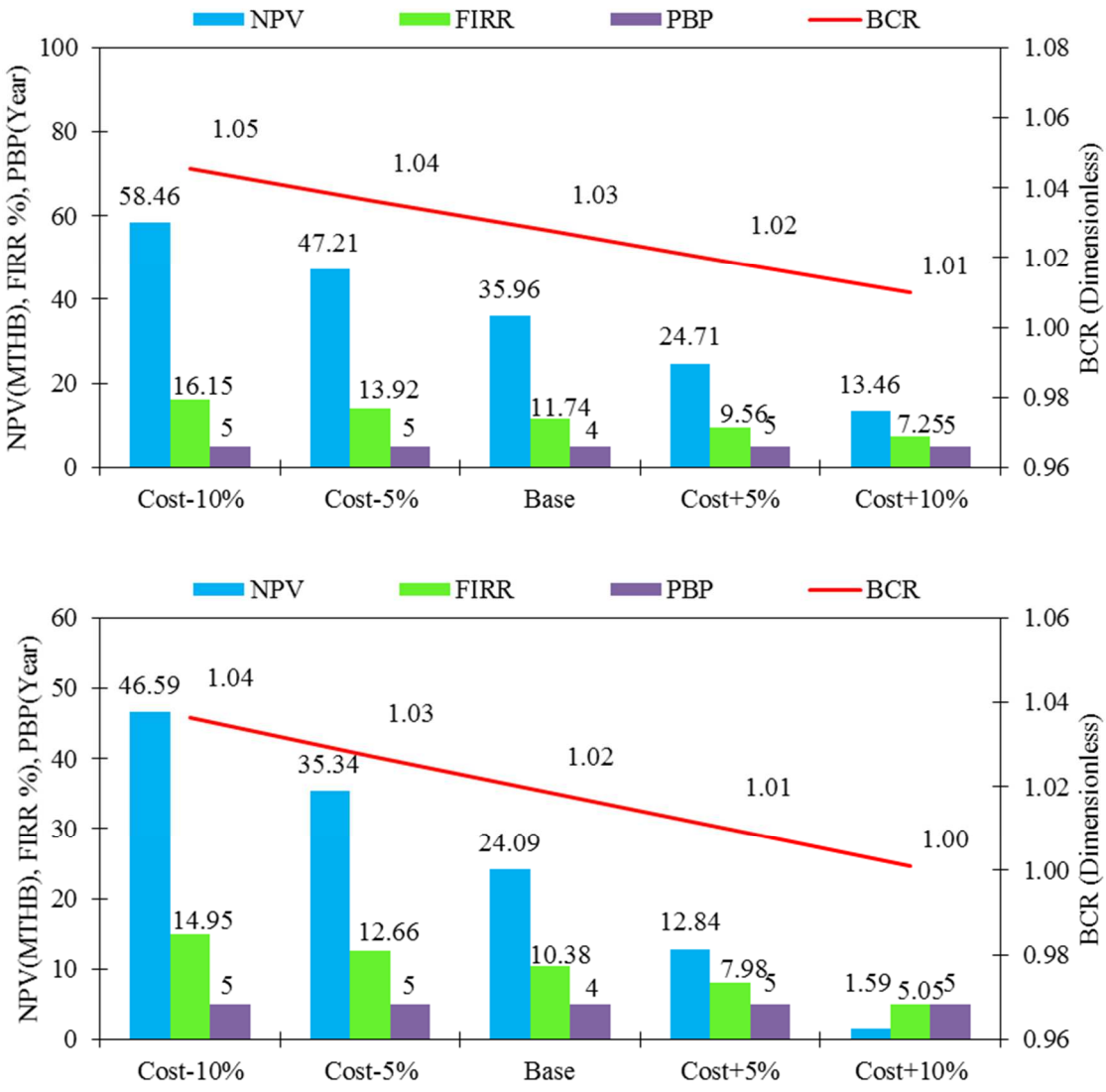
รูปที่ 4.28 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 75 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



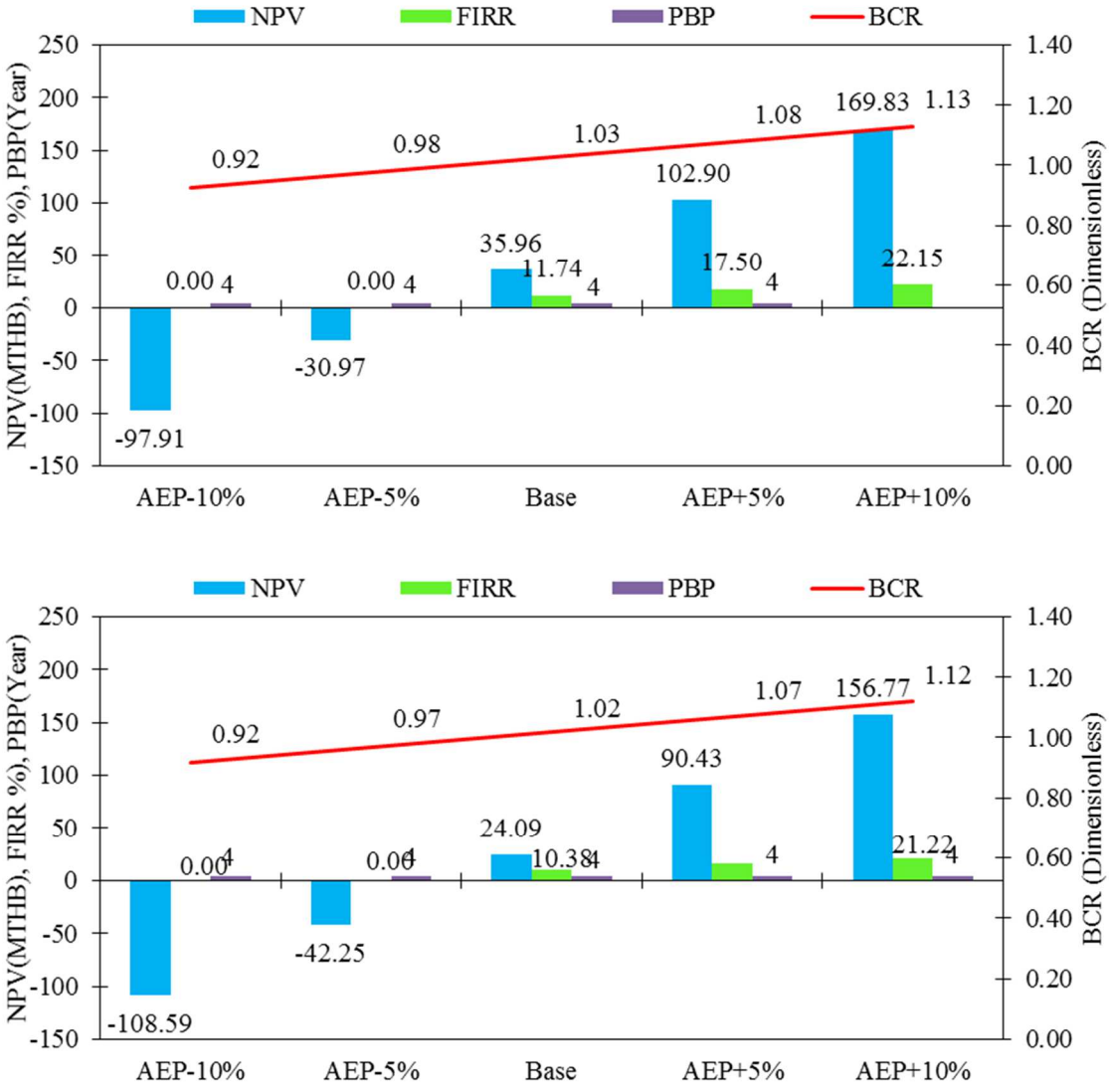
รูปที่ 4.29 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.30 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อดัชนีทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 70 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.31 ความอ่อนไหวของต้นทุนต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW บริเวณ อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน) กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์



รูปที่ 4.32 ความอ่อนไหวของ AEP ต่อโครงการโรงไฟฟ้าฟาร์มกังหันลมขนาด 10 MW
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช กรณีพิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (บน)
กรณีไม่พิจารณาร่วมกับกลไกพัฒนาที่สะอาด (ล่าง) และต้นทุนของโครงการ 65 ล้านบาทต่อเมกะวัตต์