

รายงานการสอบทานการประเมินมูลค่ายุติธรรม

มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวล 2 แห่งของ
บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด และบริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด

รายงานเลขที่ 2021/431

เสนอ: บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด
175 อาคารสารคดีตาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26
ถ.สาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120

วันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2565

บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด
175 อาคารสารคดีทาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26
ถ.สาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120

เรียน ผู้จัดการกองทุนฯ

รายงานของบริษัทฯ เลขที่ 2021/431

รายงานการสอบทานการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน

ตามความประสงค์ของท่าน บริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด ได้ทำการสอบทานการประเมินมูลค่าสิทธิในรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการ โรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ตามรายงานการประเมินค่าของบริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด ณ วันที่ 10 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564 (รายงานเลขที่ 2020/483)

ที่ตั้งของทรัพย์สินเป็นดังต่อไปนี้

- | | |
|--------------------|--|
| ทรัพย์สินส่วนที่ 1 | ทรัพย์สินของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) ตั้งอยู่ที่เลขที่ 289 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองบัว-บ้านสาวเอ้ (ทางหลวงชนบท บร. 4060, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7) ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์ |
| ทรัพย์สินส่วนที่ 2 | ทรัพย์สินของบริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) ตั้งอยู่ที่เลขที่ 284 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองบัว-บ้านสาวเอ้ (ทางหลวงชนบท บร. 4060, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7) ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์ |

โดยการประเมินมูลค่าครั้งนี้เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี วันที่ทำการประเมิน คือ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ภายใต้สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิฯ สามารถคำนวณได้ตามสูตรดังต่อไปนี้ โดยให้คำนวณรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าเป็นรายเดือน

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า = รายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้า + รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ + รายได้อื่นๆ ที่ได้รับจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า – ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูงสำหรับการใช้ในการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ต่อไป

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลบีอีซี และ บีพีซีมีกำลังการผลิตติดตั้งไฟฟ้า 9.5 เมกะวัตต์ และ 9.6 เมกะวัตต์ ตามลำดับ และมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) กับ กฟภ. สูงสุด 8 เมกะวัตต์ โดยสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นแบบ FiT ระยะเวลาสัญญา 20 ปี ณ วันที่ทำการประเมิน 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ของโรงไฟฟ้า บีอีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 6.61 ปี โดยสิ้นสุดการดำเนินงานวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 และของโรงไฟฟ้า บีพีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 13.26 ปี โดยสิ้นสุดการดำเนินงานวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578

สำหรับการสอบทานการประเมินมูลค่าครั้งนี้ ทางบริษัทฯ ใช้วิธีการจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี และใช้วิธีต้นทุนทดแทน ในการประเมินมูลค่าทดแทนใหม่ของทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า (Fixed Assets) ของบีอีซี และบีพีซี

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ได้ปรับปรุงผลสรุปมูลค่าอ้างอิงตามข้อมูลจากการปรับปรุงอัตราการเติบโตของค่าไฟฟ้า จากร้อยละ 1.00 เป็นร้อยละ 0.23 ในปี พ.ศ. 2565 จากร้อยละ 1.17 เป็นร้อยละ 0.40 ในปี พ.ศ. 2566 จากร้อยละ 1.17 เป็นร้อยละ 0.70 ในปี พ.ศ. 2567 จากร้อยละ 1.17 เป็น

ร้อยละ 0.88 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 ถึง พ.ศ. 2578 และปรับปรุงค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยสัดส่วน
เงินทุน หรือ Weighted Average Cost of Capital ซึ่งทำให้อัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่า
ทรัพย์สินเท่ากับร้อยละ 5.80 (จากเดิมที่ ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2563 เท่ากับร้อยละ 6.80)

บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นการสอบทานการประเมินมูลค่ายุติธรรมดังรายละเอียดต่อไปนี้

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของปีอาร์อาร์จีไอเอฟ	
	วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564	
	ปีอีซี	ปีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2021/431 ณ วันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2565)	917,000,000 บาท	1,952,000,000 บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2020/483 ณ วันที่ 10 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564)	899,000,000 บาท	1,869,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

บริษัทฯ ไม่ได้ดำเนินการตรวจสอบ และไม่รับผิดชอบใดๆ ในสิ่งที่เกี่ยวข้องกับความเป็นเจ้าของ
หรือหนี้สินใดๆ ที่บังเกิดขึ้นจากทรัพย์สินที่บริษัทฯ ได้ทำการประเมินค่า

บริษัท อเมริกัน แอปพรaisal (ประเทศไทย) จำกัด และผู้มีอำนาจลงนามข้างล่างนี้ ขอรับรองว่าไม่
มีส่วนได้เสียใดๆ ทั้งสิ้น ไม่ว่าในปัจจุบัน และ/หรือ อนาคต ในด้านผลประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับมูลค่าของ
ทรัพย์สินที่ทำการประเมินค่านี้


ขอแสดงความนับถือ


(นางชมนพูนุช ฉัตรมหากุลชัย)

ผู้จัดการฝ่ายประเมินทางการเงิน
สมาชิกสมาคมนักประเมินราคาอิสระไทย
เลขที่ 02-1-0814-63

ผู้ประเมิน - วันเพ็ญ ต่องวัฒนา

รายงานเลขที่ 2021/431


(นายไริ์ โดลโฟ แอล เวอร์การ่า)
กรรมการผู้จัดการ
ผู้ประเมินหลักที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงาน ก.ล.ต.
ผู้ประเมินหลักชั้นวุฒิ - วฒ. 022

หน้า 3

เอกสารแนบ เงื่อนไขข้อจำกัด

บริษัทฯ ทำการประเมินภายใต้สมมติฐานทั่วไปและเงื่อนไขข้อจำกัดดังนี้:

1. บริษัทฯ เข้าใจว่า ข้อมูลทั้งหมดรวมถึงข้อมูลทางการเงินในอดีต ที่บริษัทฯ ใช้ในการได้มาซึ่งข้อคิดเห็น และบทสรุป หรืออื่นๆ ในรายงานฉบับนี้เป็นจริง และถูกต้อง แม้แหล่งที่มาของข้อมูลจะน่าเชื่อถือ บริษัทฯ ไม่รับประกันและไม่รับผิดชอบ ต่อข้อเท็จจริงหรือความถูกต้องของข้อมูล ข้อคิดเห็นหรือประมาณการ ซึ่งได้รับจากผู้อื่นแล้วนำมาใช้ในการวิเคราะห์นี้
2. บริษัทฯ ไม่รับผิดชอบในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับกฎหมาย บริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบกรรมสิทธิ์ หรือภาระทางกฎหมายของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน บริษัทฯ ถือว่าคำกล่าวอ้างของเจ้าของเป็นจริง สิทธิเหนือทรัพย์สินถูกต้องและสามารถทำการซื้อขายได้ และไม่มีข้ออุปสรรคใดที่แก้ไขไม่ได้ด้วยขั้นตอนปกติ
3. การมีรายงานหรือสำเนาของรายงานฉบับนี้ในครอบครอง มิได้หมายถึงการได้มาด้วยสิทธิในการตีพิมพ์เผยแพร่ บริษัทฯ ห้ามมิให้มีการเผยแพร่ส่วนหนึ่งส่วนใดของรายงานฉบับนี้ (โดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อสรุป หลักฐานแสดงตัวบุคคลที่ลงนาม หรือที่เกี่ยวข้องกับรายงานฉบับนี้ หรือบริษัทที่บุคคลนั้นๆ เกี่ยวข้อง หรือการอ้างอิงถึงสมาคมทางวิชาชีพหรือองค์กร ที่บุคคลนั้นๆ เป็นสมาชิก หรือการได้รับแต่งตั้งจากองค์กรนั้นๆ) ต่อบุคคลที่สาม ไม่ว่าจะป็นหนังสือชี้ชวน การโฆษณา การประชาสัมพันธ์ ข่าว หรือช่องทางสื่อสารใดๆ โดยไม่ได้รับความยินยอมที่เป็นลายลักษณ์อักษรจากบริษัทฯ
4. พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน ที่บริษัทฯ ใช้ในการวิเคราะห์นี้ บริษัทฯ มิได้ทำการตรวจสอบข้อเท็จจริง ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สิน ที่อยู่ในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นเครื่องชี้แสดงสินทรัพย์เท่านั้น และไม่ควรนำไปใช้ในการโอนกรรมสิทธิ์ หรือเอกสารทางกฎหมายอื่นใด โดยไม่ได้รับการตรวจสอบข้อเท็จจริงจากทนายความ ผังบริเวณ (ถ้ามี) ที่แสดงในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยในการมองเห็นภาพของทรัพย์สิน และบรรดาสິงแวดล้อม แม้ว่าเนื้อหาสาระในรายงานจะมาจากข้อมูลที่ดีที่สุดที่ทำได้ เนื้อหาสาระเหล่านั้นก็มิได้ถือเป็นการตรวจสอบ หรือนำไปใช้เป็นมาตรฐานกับทรัพย์สินอื่นๆ
5. ถ้ามิได้ระบุเป็นอย่างอื่น บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ถือว่ามีการปฏิบัติตามข้อบังคับและกฎหมายสิ่งแวดล้อม ยกเว้นกรณีระบุเป็นอย่างอื่นในรายงาน นอกจากนี้หากในการดำเนินการนั้นมีข้อบังคับในด้านการขออนุญาตใดๆ เช่น สัมปทาน หรือ ใบอนุญาต บริษัทฯ มีสมมติฐานว่าการดำเนินการนั้นได้รับสัมปทาน หรือได้รับอนุญาตในการดำเนินกิจการตามกฎหมายระเบียบข้อบังคับของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จากทั้งหน่วยงานท้องถิ่น หรือหน่วยงานในระดับประเทศ ตามแต่จะถูกบังคับใช้และมีผลเกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ข้อมูล
6. มูลค่าที่ประเมินในรายงาน ไม่คำนึงรวมถึงผลกระทบจากสสารเช่น แร่ใยหิน ฉนวนกันความร้อน เสาเข็มอื่นๆ ขยะที่เป็นพิษ หรือ วัสดุที่มีแนวโน้มเป็นอันตราย หรือความเสียหายทางโครงสร้าง หรือการทำให้สิ่งแวดล้อมเปลี่ยนแปลง ที่เกิดจากแผ่นดินไหว หรือสาเหตุอื่น ยกเว้นระบุเป็นอย่างอื่นในรายงาน บริษัทฯ ขอแนะนำให้ผู้อ่านรายงานปรึกษาศูนย์วิศวกรโครงสร้างที่เหมาะสม และ/หรือ นักสุขวิทยาอุตสาหกรรม เพื่อการประเมิน ความเสียหายทางโครงสร้าง/ทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อมูลค่า
7. ในรายงานการประเมินนี้ บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการวิเคราะห์ดิน หรือศึกษาธรณีวิทยา และไม่ได้ทำการตรวจสอบน้ำ น้ำมัน ก๊าซ หรือ แร่ธาตุบนดิน และสิทธิหรือสภาวะการใช้ประโยชน์ ยกเว้นระบุเป็นอย่างอื่นในรายงาน
8. บริษัทฯ เข้าใจว่า กฎข้อบังคับผังเมืองและการใช้ประโยชน์ ได้รับการปฏิบัติตาม ยกเว้นกรณีที่ระบุว่าการฝ่าฝืนกฎข้อบังคับในรายงาน นอกจากนี้ยังถือว่าการปรับปรุงและการทำให้เกิดประโยชน์ของที่ดิน อยู่ภายในขอบเขตของทรัพย์สิน และไม่มีการบุกรุก ล้วงล้ำ หรือละเมิดใดๆ ยกเว้นระบุเป็นอย่างอื่นในรายงาน
9. บริษัทฯ ได้ทำการตรวจสอบทรัพย์สินด้วยตัวเอง โดยเจ้าหน้าที่ที่มีความรู้และเข้าใจตลาดอสังหาริมทรัพย์ และการก่อสร้างอาคาร อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่ขอแสดงความเห็น หรือความรับผิดชอบ ต่อความสมบูรณ์ทางโครงสร้างของทรัพย์สิน รวมถึงการปฏิบัติตามข้อบังคับมาตรฐานของรัฐบาล เช่น เพลิงไหม้ อาคารและความปลอดภัย แผ่นดินไหว การเข้าอยู่ หรือ ความเสียหายทางกายภาพซึ่งมิได้ปรากฏต่อผู้ประเมิน ระหว่างทำการตรวจสอบ

สมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐาน

เมื่อความเห็นของมูลค่าอยู่ภายใต้สมมติฐานพิเศษหรือเงื่อนไขสมมติฐาน ผู้ประเมินต้องระบุเงื่อนไขนั้น เพื่อแสดงให้เห็นชัดเจนว่ามีผลกระทบต่อความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่า สมมติฐานพิเศษคือสมมติฐานที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับทรัพย์สินที่ประเมิน โดยเฉพาะซึ่งถ้าไม่เป็นจริงจะสามารถทำให้ความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่าเปลี่ยนแปลงไป สมมติฐานพิเศษสมมติว่าเป็นจริงมีฉะนั้นข้อมูลต่างๆ จะมีความคลุมเครือเกี่ยวกับลักษณะทางกายภาพ ทางกฎหมาย หรือทางเศรษฐกิจของทรัพย์สินที่ประเมินหรือเกี่ยวกับเงื่อนไขภายนอกต่อทรัพย์สินเช่นสภาพหรือแนวโน้มของตลาด หรือเกี่ยวกับความสมบูรณ์ของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ สมมติฐานพิเศษอาจถูกใช้ในการประเมินเมื่อ

- มีความจำเป็นเพื่อให้ได้มาอย่างเหมาะสมของความเห็นและผลสรุปที่น่าเชื่อถือ
- ผู้ประเมินมีหลักเกณฑ์ที่สมเหตุสมผลสำหรับสมมติฐานพิเศษ
- การใช้สมมติฐานพิเศษส่งผลให้การวิเคราะห์ที่น่าเชื่อถือ และ
- การประเมินสอดคล้องกับแนวทางการประเมินของ The International Valuation Standard (IVS) สมาคมนักประเมินราคาอิสระไทย (The Thai Valuers Association, “TVA”) และสมาคมผู้ประเมินค่าทรัพย์สินแห่งประเทศไทย (The Valuers Association of Thailand, “VAT”)

เงื่อนไขสมมติฐานคือการสมมติตรงข้ามกับความจริงเกี่ยวกับลักษณะทางกายภาพ ทางกฎหมาย หรือทางเศรษฐกิจของทรัพย์สินที่ประเมิน หรือเกี่ยวกับเงื่อนไขภายนอกต่อทรัพย์สินเช่นสภาพหรือแนวโน้มของตลาด หรือเกี่ยวกับความสมบูรณ์ของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ เงื่อนไขสมมติฐานอาจถูกใช้ในการประเมินเมื่อ

- การใช้เงื่อนไขสมมติฐานมีความจำเป็นอย่างชัดเจนสำหรับวัตถุประสงค์ทางกฎหมาย สำหรับการวิเคราะห์ที่สมเหตุสมผล หรือสำหรับเพื่อใช้เปรียบเทียบ
- การใช้เงื่อนไขสมมติฐานส่งผลให้การวิเคราะห์ที่น่าเชื่อถือ และ
- การประเมินสอดคล้องกับแนวทางการประเมินของ The International Valuation Standard (IVS) สมาคมนักประเมินราคาอิสระไทย (The Thai Valuers Association, “TVA”) และสมาคมผู้ประเมินค่าทรัพย์สินแห่งประเทศไทย (The Valuers Association of Thailand, “VAT”)

สำหรับรายงานการประเมินนี้อยู่ภายใต้เงื่อนไขสมมติฐานและสมมติฐานพิเศษดังต่อไปนี้

เงื่อนไขสมมติฐาน:

- ไม่มีเงื่อนไขสมมติฐานสำหรับการประเมินครั้งนี้

สมมติฐานพิเศษ:

- สำหรับการปรับปรุงมูลค่าครั้งนี้ บริษัทฯ ไม่ได้รับเอกสารเพิ่มเติมจาก บิอาร์อาร์จีไอเอฟ โดยบริษัทฯ อ้างอิงข้อมูลต่างๆ จากรายงานของบริษัทฯ เลขที่ 2020/483 ลงวันที่ 10 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564 ซึ่งประกอบด้วยเอกสารที่ได้รับเอกสารจากบิอาร์อาร์จีไอเอฟ ดังต่อไปนี้
 1. สำเนาสัญญาเช่าที่ดินพร้อมสำเนาโฉนดที่ดินและผังรวมที่ดินของบิอีซีและบิพีซี
 2. แบบแปลนอาคาร และสำเนาใบอนุญาตปลูกสร้างอาคารของบิอีซีและบิพีซี
 3. สำเนาใบจดทะเบียนเครื่องจักรของบิอีซีและบิพีซี
 4. ราคาทางบัญชีของทรัพย์สินแสดงวัน และราคาที่ได้มา ตลอดจนราคาสุทธิของทรัพย์สินแต่ละรายการของบิอีซีและบิพีซี
 5. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บุรีรัมย์ พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทิม อินเตอร์เทค จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2560
 6. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า บุรีรัมย์ พาวเวอร์ (Buriram Power) ระหว่าง บริษัท เอ ทิม อินเตอร์เทค จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พาวเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2560
 7. งบการเงินที่ตรวจสอบและสอบทานแล้วสำหรับปี พ.ศ. 2559 ถึง พ.ศ. 2562 ของ บิอีซี และบิพีซี
 8. ผลการดำเนินงานย้อนหลังรายเดือนสำหรับปี พ.ศ. 2560 ถึง เดือนกันยายน พ.ศ. 2563 ของบิอีซี และบิพีซี
 9. ประมาณการกระแสเงินสดรายเดือนของบิอีซี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 ถึง พ.ศ. 2571 และประมาณการกระแสเงินสดรายเดือนของบิพีซี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 ถึง พ.ศ. 2578
 10. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2554

11. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 20 กันยายน พ.ศ. 2559
12. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2556
13. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ. 2558
14. สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด และ กองทุนรวม โครงสร้างพื้นฐาน โรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลนูริรัมย์ ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
15. สัญญาซื้อขายไอน้ำ ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลนูริรัมย์ จำกัด และ บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
16. สัญญาซื้อขายวัตถุดิบชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ระหว่าง บริษัท โรงงาน น้ำตาลนูริรัมย์ จำกัด และ บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท นูริรัมย์ เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
17. สัญญาซื้อขายน้ำ Condensate ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลนูริรัมย์ จำกัด และ บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
18. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลนูริรัมย์ จำกัด และ บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
19. สัญญาซื้อขายน้ำ RO ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลนูริรัมย์ จำกัด และ บริษัท นูริรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท นูริรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
20. ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานกิจการโรงไฟฟ้า

บริษัทฯ ได้นำเอกสารเหล่านี้โดยมิได้ตรวจสอบกับผลการดำเนินงานและสภาพทางการเงินของทรัพย์สินและกองทุนรวมฯ บริษัทฯ เข้าใจว่าเอกสารเหล่านี้สะท้อนผลประกอบการ

และเงื่อนไขทางการเงินของทรัพย์สินที่ประเมินอย่างถูกต้อง โดยบริษัทฯ ไม่ได้ทำการ
ตรวจสอบเพิ่มเติมแต่อย่างใด บริษัทฯ เชื่อถือข้อมูลเหล่านี้และนำมาใช้ในการแสดง
ความเห็นมูลค่า ถ้ามีส่วนใดของข้อมูลที่ได้รับไม่ถูกต้องหรือไม่เป็นความจริง บริษัทฯ มี
สิทธิ์ที่จะทำการแก้ไขการวิเคราะห์นี้

ผลสรุป

ทรัพย์สินที่ทำการประเมินมูลค่า

มูลค่าสิทธิในรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาล บุรีรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ภายใต้ระยะเวลาดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 6.61 ปี)
- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 13.26 ปี)

วัตถุประสงค์ในการประเมิน

เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี

ลักษณะของธุรกิจ

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่มากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูงสำหรับการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ต่อไป

วิธีการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน

ใช้วิธีคิดจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของ รายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี และใช้วิธีต้นทุนทดแทน ในการประเมินมูลค่าทดแทนใหม่ของทรัพย์สินที่ใช้ในการ ประกอบกิจการ โรงไฟฟ้า (Fixed Assets) ของบีอีซี และบีพีซี

วันที่ทำการประเมิน

วิธีคิดจากรายได้

วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี โดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

ระยะเวลาประมาณการ

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 6.61 ปี)

ที่มาประมาณการกระแสเงินสด

รายได้

รายได้จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ประกอบด้วยรายได้ค่าซื้อขาย ไฟฟ้าจากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และรายได้ค่าซื้อขายไอน้ำจากการขายไอน้ำความดันสูง และ ไอน้ำความดันต่ำ ให้กับ บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด (บีเอสเอฟ)

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขาย เข้าระบบ คูณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตาม
สัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาลมี
รายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต	หน่วย	ปีี่ซี่
กำลังการผลิตติดตั้ง		9.5
กำลังการผลิตตามสัญญา		
ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	เมกะวัตต์	8.0
ฤดูละลาย (Melting Season)	เมกะวัตต์	8.0
ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)	เมกะวัตต์	8.0

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวล

	ช่วงเวลา
ช่วงฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	เดือนธันวาคม และ เดือนมกราคม – กลางเดือนเมษายน
ช่วงฤดูละลาย (Melting)	กลางเดือนเมษายน – กลางเดือนกรกฎาคม
ช่วง Condensing	กลางเดือนกรกฎาคม – เดือนตุลาคม
ช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage)	เดือนพฤศจิกายน

หมายเหตุ: ช่วง Condensing และช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage) ของโรงไฟฟ้าจะตรงกับช่วงฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)ของ
โรงงานผลิตน้ำตาล

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลในปี พ.ศ. 2565 – 2571

		2565-2570	2571
		ม.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – ธ.ค.
Operating Day/Hour			
Operating Days	วันต่อปี	330/331	219
Crushing Days	วันต่อปี	136	106
Melting Days	วันต่อปี	90	90
Condensing Days	วันต่อปี	104/105*	23

* จำนวนวัน Condensing จะมีค่าเท่ากับ 105 วันสำหรับปีที่มี 366 วัน

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

ปีีซีได้รับอัตราซื้อไฟในรูปแบบ Feed-in Tariffs (FiT) โครงสร้างอัตราซื้อไฟฟ้าปัจจุบันเป็นดังตารางต่อไปนี้

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2565 - 2571
FiTf	2.3900

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2565	2566	2567	2568 - 2571
FiTv	1.8931	1.9007	1.9140	1.9308-1.9822
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	ร้อยละ 0.23	ร้อยละ 0.40	ร้อยละ 0.70	ร้อยละ 0.88

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ:

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับปีีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	ฤดูละลาย (Melting Season)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
ไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	35	35	0
ไอน้ำความดันสูง (Live Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	17	0	0

ราคาไอน้ำ (Steam Price) ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2565 - 2571
ราคาไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Steam Price)	บาทต่อตัน	343.7 – 410.4
อัตราการเติบโต	ร้อยละต่อปี	3
		2565 - 2571
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	579.6 – 692.1
อัตราการเติบโต	ร้อยละต่อปี	3

ต้นทุน และค่าใช้จ่าย (Cost and Expenses)

1. รายจ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า

1.1 ค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost):

ต้นทุนกากอ้อยสามารถคำนวณจากปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำ

ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	ฤดูละลาย (Melting)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง กากอ้อยในการผลิตไอน้ำ (Bagasse Consumption)	ตันไอน้ำต่อตันกากอ้อย (Ton Steam/Ton Bagasse)	2.3398	2.3373	2.3372
อัตราความสิ้นเปลืองไอน้ำใน การผลิตพลังงานไฟฟ้า (Specific Steam Consumption)	ตันไอน้ำต่อเมกะวัตต์- ชั่วโมง (Ton Steam/MWh)	6.4632	6.3632	4.2758

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ร้อยละ
15.79 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2565 – 2571
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	353.5578 – 360.9129
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	0.10-0.40

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2565 – 2571
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	231.86 – 276.85
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	57.97 – 69.23
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์ –
ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee :

ค่าสอบบัญชีคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 598,740 บาทในปี พ.ศ.
2565 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี หลังจากนั้น และ

Custodian Fee คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,000 บาทต่อเดือนคงที่
สำหรับ ปี พ.ศ. 2564 ถึง ปี พ.ศ 2571

ค่าประกันภัย (Insurance):

ค่าประกันภัยคาดว่าอยู่ที่ประมาณ 1,649,406 บาทใน ปี พ.ศ.
2565 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2565
ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2566 และคาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 ถึง ปี พ.ศ. 2569 และคาดว่าอยู่ที่ประมาณ
1,488,941 บาทในปี พ.ศ. 2570 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับ
วันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2570 ถึง 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวมถูก
ประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

หน่วย: บาท

2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
70,535,281	70,716,661	72,529,941	85,223,463	90,620,696	92,704,684	63,197,851

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

ระยะเวลาประมาณการ

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน
31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6
เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 13.26 ปี)

ที่มาของประมาณการในกระแสเงินสด

รายได้

รายได้จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ประกอบด้วยรายได้ค่าซื้อขาย
ไฟฟ้าจากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
และรายได้ค่าซื้อขายไอน้ำจากการขายไอน้ำความดันสูง และ

โอนน้ำความดันต่ำ ให้กับ บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด
(บีเอสเอฟ)

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขาย
เข้าระบบ คุณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตาม
สัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาลมี
รายละเอียดดังต่อไปนี้:

กำลังการผลิต	หน่วย	ปีพีซี
กำลังการผลิตติดตั้ง		9.6
กำลังการผลิตตามสัญญา		
ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	เมกะวัตต์	8.0
ฤดูละลาย (Melting Season)	เมกะวัตต์	8.0
ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)	เมกะวัตต์	8.0

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวล

	ช่วงเวลา
ช่วงฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	เดือนธันวาคม และ เดือนมกราคม – กลางเดือนเมษายน
ช่วงฤดูละลาย (Melting)	กลางเดือนเมษายน – กลางเดือนกรกฎาคม
ช่วง Condensing	กลางเดือนกรกฎาคม – เดือนตุลาคม
ช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage)	เดือนพฤศจิกายน

หมายเหตุ: ช่วง Condensing และช่วงซ่อมบำรุง (Maintenance/Outage) ของโรงไฟฟ้าจะตรงกับช่วงฤดูซ่อมบำรุง (Off Season) ของ
โรงงานผลิตน้ำตาล

ตารางต่อไปนี้แสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลในปี
พ.ศ. 2565 – 2578

		2565-2577	2578
		ม.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – เม.ษ.
Operating Day/Hour			
Operating Days	วันต่อปี	330/331*	93
Crushing Days	วันต่อปี	136	92
Melting Days	วันต่อปี	90	-
Condensing Days	วันต่อปี	104/105*	1

* จำนวนวัน Condensing จะมีค่าเท่ากับ 105 วันสำหรับปีที่มี 366 วัน

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม
กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2
ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

ตารางแสดงอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 เป็นดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2565 - 2578
FiTf	2.3900

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2565	2566	2567	2568 - 2578
FiTv	1.8931	1.9007	1.9140	1.9308-2.1076
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	ร้อยละ 0.23	ร้อยละ 0.40	ร้อยละ 0.70	ร้อยละ 0.88

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2565 – 2566*
FiTp สำหรับระยะเวลา 8 ปีแรก	0.300

*อัตราค่าไฟฟ้า FiTp สำหรับระยะเวลา 8 ปีแรก จำนวน 0.30 บาท/หน่วย จะสิ้นสุดในเดือน
เมษายน พ.ศ. 2566 นับจากวันเริ่ม COD วันที่ 7 เมษายน พ.ศ. 2558

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ:

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับปีพีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	ฤดูละลาย (Melting Season)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
ไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	35	35	0
ไอน้ำความดันสูง (Live Contracted Capacity)	ตันต่อชั่วโมง (tph)	37	0	0

ราคาไอน้ำ (Steam Price) สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

		2565 - 2578
ราคาไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Steam Price)	บาทต่อตัน	343.7 – 504.8
อัตราการใช้ อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	579.6 – 851.2
อัตราการใช้ อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0

ต้นทุน และค่าใช้จ่าย (Cost and Expenses)

1. รายจ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า

1.1 ค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost):

ต้นทุนกากอ้อยสามารถคำนวณจากปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำ

ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณกากอ้อย และปริมาณไอน้ำ
สำหรับบีฟี่ที่ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing)	ฤดูละลาย (Melting)	ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)
อัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง กากอ้อยในการผลิตไอน้ำ (Bagasse Consumption)	ตันไอน้ำต่อตันกากอ้อย (Ton Steam/Ton Bagasse)	2.2482	2.2429	2.2430
อัตราความสิ้นเปลืองไอน้ำใน การผลิตพลังงานไฟฟ้า (Specific Steam Consumption)	ตันไอน้ำต่อเมกะวัตต์- ชั่วโมง (Ton Steam/MWh)	6.0573	6.0104	4.7656

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ร้อยละ
16.67 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2565 – 2578
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	353.5578 – 371.2643
อัตราการเติบโต	ร้อยละต่อปี	0.10 – 0.41

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ตารางแสดงต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณ
ไว้ดังต่อไปนี้

		2565 – 2578
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	231.86 – 340.50
อัตราการเติบโต	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	57.97 – 85.15
อัตราการเติบโต	ร้อยละต่อปี	3.0

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์-
ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee :

ค่าสอบบัญชี คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 598,740 บาทในปี พ.ศ.
2565 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปีหลังจากนั้น และ
Custodian Fee คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,000 บาทต่อเดือนคงที่
ตั้งแต่ ในปีพ.ศ 2564 ถึง พ.ศ. 2578

ค่าประกันภัย (Insurance):

ค่าประกันภัยคาดว่าอยู่ที่ประมาณ 1,767,254 บาท ใน ปี พ.ศ.
2565 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2565
ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2566 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี
ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 ถึง ปี พ.ศ. 2576 และคาดว่าอยู่ที่ประมาณ
1,083,809 บาทในปี พ.ศ. 2577 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับ
วันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2577 ถึง 6 เมษายน พ.ศ. 2578

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวมถูก
ประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
37,239,300	52,391,753	59,106,956	62,774,722	62,503,480	63,965,563	85,122,893

2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578
91,552,364	93,645,999	98,315,653	98,903,756	101,055,649	106,196,734	33,068,499

อัตราคิดลด

สำหรับวิธีคิดจากรายได้ ค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดย
สัดส่วนเงินทุน หรือ WEIGHTED AVERAGE COST OF
CAPITAL (“WACC”) ถูกใช้เป็นอัตราคิดลดของกองทุนรวมฯ

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ยอยู่ที่ร้อยละ 5.80 มาจากค่า
ของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจากบริษัทในอุตสาหกรรม
การผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน
โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค CAPM และปรับให้เหมาะสม

ค่าของทุนของหนี้ (Cost of Debt; Kd) ได้มาจากการอ้างอิงถึง
อัตราดอกเบี้ยของหุ้นกู้ภาคเอกชน (Corporate Bond) ที่ระดับ
เครดิต BBB ณ วันที่ประเมิน ต้นทุนของหนี้สินที่ประมาณได้
คือ 6.31%

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และ บีพีซี พบว่า สัดส่วน
โครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของทุน
ดังนั้นอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน
เท่ากับร้อยละ 5.80

ผลสรุปมูลค่าโดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ บีอีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2565 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 เท่ากับ 917 ล้านบาท

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของบีพีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2565 ถึง วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 เท่ากับ 1,952 ล้านบาท

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และ บีพีซี มีมูลค่าเท่ากับ 2,869,000,000 บาท (สองพันเก้าร้อยสิบล้านบาทถ้วน) ทั้งนี้ประเมิน ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ผลสรุป

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบิอาร์อาร์จีไอเอฟ	
	วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2021/431 ณ วันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2565)	917,000,000 บาท	1,952,000,000 บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2020/483 ณ วันที่ 10 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564)	899,000,000 บาท	1,869,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

ภาคผนวก 1.1

**การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด
บีอีซี**

		Actual				Projected							
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
		2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
		Aug - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Sep	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec				1 Jan - 10 Aug	
Cost and Expenses:													
Material Cost													
Bagasse Cost													
Electricity Generation and Steam Consumption													
Electricity Internal Use	% of total generation	15.31%	16.24%	17.36%	15.35%	15.79%	15.79%	15.79%	15.79%	15.79%	15.79%	15.79%	15.79%
Electricity Internal Use	kW					1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Electricity Generation - Crushing	kWh					-	31,008,000	31,008,000	31,008,000	31,008,000	31,008,000	31,008,000	24,168,000
Electricity Generation - Melting	kWh					-	20,520,000	20,520,000	20,520,000	20,520,000	20,520,000	20,520,000	20,520,000
Electricity Generation - Fully Condensing	kWh					-	23,712,000	23,712,000	23,940,000	23,712,000	23,712,000	23,712,000	5,244,000
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Crushing	t.stm./MW					6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632
Steam Consumption - Crushing	t.stm.					-	255,899	255,899	255,899	255,899	255,899	255,899	199,451
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Melting	t.stm./MW					6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632
Steam Consumption - Melting	t.stm.					-	130,573	130,573	130,573	130,573	130,573	130,573	130,573
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Fully Condensing	t.stm./MW					4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758
Steam Consumption - Fully Condensing	t.stm.					-	101,388	101,388	102,363	101,388	101,388	101,388	22,422
Bagasse Consumption													
Steam to Bagasse Consumption - Crushing	t.stm./t.bagasse					2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398
Bagasse Consumption - Crushing	t. bagasse					-	109,368	109,368	109,368	109,368	109,368	109,368	85,243
Steam to Bagasse Consumption - Melting	t.stm./t.bagasse					2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373
Bagasse Consumption - Melting	t. bagasse					-	55,865	55,865	55,865	55,865	55,865	55,865	55,865
Steam to Bagasse Consumption - Fully Condensing	t.stm./t.bagasse					2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372
Bagasse Consumption - Fully Condensing	t. bagasse					-	43,380	43,380	43,797	43,380	43,380	43,380	9,594
Total Bagasse Consumption	ton	76,143	204,146	156,254	101,060	-	208,613	208,613	209,030	208,613	208,613	208,613	150,701
Bagasse Price	THB/ton	350.0000	350.8585	351.9481	352.7488	-	353.5578	354.1852	355.2831	356.6699	358.0732	359.4848	360.9129
	% Growth Rate		0.25%	0.31%	0.23%	0.13%	0.10%	0.18%	0.31%	0.39%	0.39%	0.39%	0.40%
Reverse Osmosis (RO) Cost													
Reverse Osmosis (RO) Water Usage	ton	10,819	63,316	40,419	21,119	-	55,488	55,488	55,488	55,488	55,488	55,488	43,248
Reverse Osmosis (RO) Price	THB/ton	50.00	51.50	53.05	54.64	-	57.97	59.71	61.50	63.35	65.25	67.21	69.23
	% Growth Rate		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Condensate Water Cost													
Condensate Water Usage	ton	18,250	159,955	159,169	88,766	-	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	164,640
Condensate Water Price	THB/ton	200.00	206.00	212.18	218.55	-	231.86	238.82	245.98	253.36	260.96	268.79	276.85
	% Growth Rate		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Other Cost													
Power Development Fund Cost	THB/kWh	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Custodian Charge	% Growth Rate		140.0%	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-39.0%
Insurance Premium	% Growth Rate		-29.0%	-7.4%			3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Accounting Auditor Fee	% Growth Rate		1434.1%	42.9%			2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Lump Sum Cost	THB					66,809,025	70,535,281	70,716,661	72,529,941	85,223,463	90,620,696	92,704,684	63,197,851

Buriram Energy Co., Ltd. (BEC)
Cash Flow Projection
As of December 31, 2021

(Unit: Baht)	Actual				Projected							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571
	Aug - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Sep	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec					1 Jan - 10 Aug
Revenue:												
Electricity to PEA												
Income from PEA	99,456,950	274,460,805	230,811,372	177,316,651	-	271,377,216	271,858,752	273,527,808	273,765,888	274,843,008	275,926,464	183,842,266
Less: PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	1,972,307	5,447,586	4,545,123	3,517,397	-	5,427,544	5,437,175	5,470,556	5,475,318	5,496,860	5,518,529	3,676,845
Net Income from PEA	97,484,643	269,013,219	226,266,250	173,799,253	-	265,949,672	266,421,577	268,057,252	268,290,570	269,346,148	270,407,935	180,165,420
Electricity to BSF	523,686	386,074	2,329,817	1,985,703								
Steam												
Live Steam	5,409,500	32,607,740	21,442,280	17,886,426	-	32,160,845	33,126,336	34,119,571	35,146,099	36,200,371	37,287,936	29,931,941
BSF	5,409,500	32,607,740	21,442,280	11,539,443								
BPP	-	-	-	-								
BEC/BPC	-	-	-	6,346,982								
Exhausted Steam	5,410,983	48,850,159	50,074,558	28,760,220	-	65,248,008	67,203,360	69,234,648	71,303,904	73,449,096	75,651,240	67,568,256
Other Revenues												
Condensate from BPP	-	-	-	-								
Condensate from BPC/BEC	2,795,400	2,030,748	3,713,787	14,375,782								
Compensation from BSF (Electricity, Steam)	-	1,263,126	7,480,596	-								
Total Revenues	111,624,212	354,151,066	311,307,287	236,807,383	-	363,358,524	366,751,273	371,411,471	374,740,573	378,995,615	383,347,111	277,665,617
Cost and Expenses:												
Material Cost												
Bagasse Cost	26,631,200	71,472,432	54,984,994	35,249,833	-	73,756,646	73,887,530	74,264,760	74,405,870	74,698,616	74,993,094	54,389,963
Reverse Osmosis (RO) Cost	540,950	3,260,774	2,144,228	1,153,944	-	3,216,639	3,313,188	3,412,512	3,515,165	3,620,592	3,729,348	2,994,059
Condensate Water Cost	3,649,904	32,950,664	33,772,472	21,938,510	-	44,016,302	45,337,589	46,696,843	48,097,862	49,540,646	51,027,094	45,580,584
Paid to BSF	3,649,904	32,950,664	33,772,472	19,399,833								
Paid to BPP	-	-	-	-								
Paid to BEC/BPC	-	-	-	2,538,677								
Others												
Live steam paid to BPP	-	-	-	-								
Live steam paid to BPC/BEC	6,988,500	5,076,870	9,285,342	35,941,099								
Total Material Cost	37,810,554	112,760,740	100,187,035	94,283,387	-	120,989,588	122,538,307	124,374,115	126,018,897	127,859,855	129,749,536	102,964,606
Other Cost												
Power Development Fund Cost	225,420	605,127	517,492	409,153	-	633,600	633,600	635,520	633,600	633,600	633,600	420,480
Custodian Charge	10,000	24,000	24,000	18,000	-	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	14,645
Insurance Premium	1,744,387	1,239,379	1,147,346	1,530,041	-	1,649,406	1,698,888	1,749,855	1,802,350	1,856,421	1,488,941	-
Accounting Auditor Fee	26,777	410,798	586,867	352,159	-	598,740	610,715	622,929	635,388	648,095	661,057	674,278
Lump Sum Cost	17,450,752	49,052,971	52,684,894	32,349,810	-	70,535,281	70,716,661	72,529,941	85,223,463	90,620,696	92,704,684	63,197,851
Total Other Cost	19,457,335	51,332,274	54,960,599	34,659,163	-	73,441,027	73,683,864	75,562,245	88,318,801	93,782,812	95,512,282	64,307,255
Total Cost and Expenses	57,267,889	164,093,015	155,147,634	128,942,549	-	194,430,615	196,222,171	199,936,360	214,337,698	221,642,667	225,261,818	167,271,861
Free Cash Flow	54,356,323	190,058,052	156,159,653	107,864,834	-	168,927,909	170,529,102	171,475,111	160,402,875	157,352,948	158,085,293	110,393,756
Adjustment Factor					-	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Adjusted Free Cash Flow					-	168,927,909	170,529,102	171,475,111	160,402,875	157,352,948	158,085,293	110,393,756
Discount Period					-	0.50	1.50	2.50	3.50	4.50	5.50	6.30
Discount Factor					1.000	0.972	0.919	0.869	0.821	0.776	0.733	0.701
Present Value					-	164,232,299	156,700,363	148,931,623	131,677,724	122,092,611	115,936,529	77,369,729

Discount Rate 5.80%
Net Present Value (Baht) 916,940,879

ภาคผนวก 1.2

การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด บีพีซี

		Actual				Projected														
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578
		Aug - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Sep	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec												1 Jan - 6 Apr
Cost and Expenses:																				
Material Cost																				
Bagasse Cost																				
Electricity Generation and Steam Consumption																				
Electricity Internal Use	% of total genera	13.82%	13.37%	14.05%	14.13%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%	16.67%
Electricity Internal Use	kW	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
Electricity Generation - Crushing	kWh	-	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400	31,334,400
Electricity Generation - Melting	kWh	-	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000	20,736,000
Electricity Generation - Fully Condensing	kWh	-	23,961,600	23,961,600	24,192,000	23,961,600	23,961,600	23,961,600	23,961,600	23,961,600	23,961,600	24,192,000	23,961,600	23,961,600	23,961,600	24,192,000	23,961,600	23,961,600	23,961,600	23,961,600
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Crushing	t.stm./MW	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573	6.0573
Steam Consumption - Crushing	t.stm.	-	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Melting	t.stm./MW	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104	6.0104
Steam Consumption - Melting	t.stm.	-	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632	124,632
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Fully Condensing	t.stm./MW	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656	4.7656
Steam Consumption - Fully Condensing	t.stm.	-	114,191	114,191	115,289	114,191	114,191	114,191	114,191	114,191	114,191	115,289	114,191	114,191	114,191	115,289	114,191	114,191	114,191	114,191
Bagasse Consumption																				
Steam to Bagasse Consumption - Crushing	t.stm./t.bagasse	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482	2.2482
Bagasse Consumption - Crushing	t. bagasse	-	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142
Steam to Bagasse Consumption - Melting	t.stm./t.bagasse	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429	2.2429
Bagasse Consumption - Melting	t. bagasse	-	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567
Steam to Bagasse Consumption - Fully Condensing	t.stm./t.bagasse	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430	2.2430
Bagasse Consumption - Fully Condensing	t. bagasse	-	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	50,910	50,910	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	50,910	50,910
Total Bagasse Consumption	ton	100,713	266,787	224,349	162,577	244,619	244,619	245,108	244,619	244,619	244,619	245,108	244,619	244,619	244,619	245,108	244,619	244,619	244,619	244,619
Bagasse Price	THB/ton	350.0000	350.8585	351.9481	352.7488	353.5578	354.1852	355.2831	356.6699	358.0732	359.4848	360.9129	362.3492	363.8020	365.2713	366.7489	368.2430	369.7454	371.2643	372.7832
	% Growth Rate		0.25%	0.31%	0.23%	0.13%	0.10%	0.18%	0.31%	0.39%	0.39%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%
Reverse Osmosis (RO) Cost																				
Reverse Osmosis (RO) Water Usage	ton	21,327	138,636	117,940	57,639	-	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768
Reverse Osmosis (RO) Price	THB/ton	50.00	51.50	53.05	54.64	-	57.97	59.71	61.50	63.35	65.25	67.21	69.23	71.31	73.45	75.65	77.92	80.26	82.67	85.15
	% Growth Rate		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Condensate Water Cost																				
Condensate Water Usage	ton	18,635	158,970	177,712	89,258	-	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840
Condensate Water Price	THB/ton	200.00	206.00	212.18	218.55	-	231.86	238.82	245.98	253.36	260.96	268.79	276.85	285.16	293.71	302.52	311.60	320.95	330.58	340.50
	% Growth Rate		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Other Cost																				
Power Development Fund Cost	THB/kWh	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Custodian Charge	% Growth Rate		140.0%	0.0%		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-73.3%
Insurance Premium	% Growth Rate		-29.0%	0.1%		3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Accounting Auditor Fee	% Growth Rate		1420.7%	41.6%		0.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Lump Sum Cost	THB		145.9%	9.6%		33,979,265	37,239,300	52,391,753	59,106,956	62,774,722	62,503,480	63,965,563	85,122,893	91,552,364	93,645,999	98,315,653	98,903,756	101,055,649	106,196,734	33,068,499

ภาคผนวก 1.3

การคำนวณอัตราคิดลด

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Weighted Average Cost of Capital ("WACC") Valuation as of December 31, 2021

Guideline Company	Published Levered Beta (a)	Book Value Interest-Bearing Debt (b) (Baht Millions*)	Liquidation Value Preferred Stock (b) (Baht Millions*)	Stock Price per Share (b) (Baht*)	Common Shares Outstanding (b) (Millions)	Market Value of Common Equity (c) (Baht Millions*)	Total Invested Capital ("TIC") (d) (Baht Millions*)	Debt to TIC (e)	Equity to TIC (f)
Electricity Generating PCL (EGCO)	1.03	103,486.06	-	175.50	526.50	92,400.75	195,886.81	53%	47%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.21	113,142.44	-	88.75	2,819.70	250,248.38	363,390.82	31%	69%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL	0.92	49,407.65	-	45.00	1,450.00	65,250.00	114,657.65	43%	57%
AVERAGE	1.05	88,678.72	-	103.08	1,598.73	135,966.38	224,645.09	42%	58%
MEDIAN	1.03	103,486.06	-	88.75	1,450.00	92,400.75	195,886.81	43%	57%

* Data is presented in millions of Baht for all guideline publicly traded companies unless noted otherwise.

Concluded Variables

Capital Structure for the Subject Company	
Percent Debt	0%
Percent Equity	100%
Tax Rate for the Subject Company	0.0% (g)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.67

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

$$BU = BL / [1 + (1 - T) \times (Wd / We)]$$

	BU	Tax Rate
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.54	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.89	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.57	20.0%
AVERAGE	0.67	
MEDIAN	0.57	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

$$BL = BU \times [1 + (1 - T) \times (Wd / We)]$$

Concluded Unlevered Beta	0.67
Relevered Beta for Subject Company	0.67

Definitions:

BU = Beta unlevered

BL = Beta levered

T = Income tax rate for the company

Wd = Percentage of debt capital in the capital structure; debt capital is comprised of interest-bearing debt and preferred stock

We = Percentage of equity capital in the capital structure; equity capital is comprised of the market value of common equity

Notes:

- (a) Three-year beta, if available, from Bloomberg
- (b) Data are based on information from Settrade
- (c) Market Value of Common Equity = Stock Price per Share x Common Shares Outstanding
- (d) Total Invested Capital ("TIC") = Book Value Interest-Bearing Debt + Liquidation Value Preferred Stock + Market Value of Common Equity
- (e) (Book Value Interest-Bearing Debt + Liquidation Value Preferred Stock) / TIC
- (f) Market Value of Common Equity / TIC
- (g) This is the estimated effective tax rate for the subject company.

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Country Specific Weighted Average Cost of Capital ("WACC") Valuation as of December 31, 2021

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	<u>Cost of Capital</u>	<u>% in Capital Structure</u>	<u>Weighted Cost</u>
Debt	6.31%	0.00%	0.00%
Equity	5.80%	100.00%	<u>5.80%</u>
Weighted Average Cost of Capital			5.80%
Concluded WACC			5.80%

Cost of Equity

			<u>Source</u>
Risk-Free Rate of Return	1.90%		Yield on 10-year Thai government bonds as of Dec 30, 2021.
Plus Equity Risk Premium:			
Thailand Equity Risk Premium	5.82%		
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	<u>0.67</u>		Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium	3.90%		Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment	<u>0.00%</u>		
Indicated Cost of Equity	5.80%		
Concluded Cost of Equity	<u><u>5.80%</u></u>		

Cost of Debt

Concluded Pretax Cost of Debt	6.31%		Average long-term Thai BBB-rated corporate bond rate from Thai Bond Market Association
Tax Rate for the Subject Company	<u>0.00%</u>		Estimated effective tax rate
Concluded After-Tax Cost of Debt	<u><u>6.31%</u></u>		