

สรุปรายงานการประเมินมูลค่าทรัพย์สิน

มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการ โรงไฟฟ้าชีวมวล 2 แห่งของ

บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด และบริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด

เลขที่ 289 และ 284 หมู่ 2 ซอยสาธารณประโยชน์ไม่มีชื่อ แยกจากถนนสายบ้านหนองตัว-บ้านสาวเอ้

(ทางหลวงชนบท บร. 3010, ระหว่างหลักกิโลเมตรที่ 6-7)

ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอกุเมือง จังหวัดบุรีรัมย์

รายงานเลขที่ 2025/265

เสนอ: บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด

175 อาคารสารคดีตาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26

ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120

ฉบับเฉพาะ

วันที่ 30 กรกฎาคม พ.ศ. 2568

บริษัทหลักทรัพย์จัดการกองทุนรวม บัวหลวง จำกัด
175 อาคารสารคดีตึกยาวเวอร์ ชั้น 7 ชั้น 21 และชั้น 26
ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120

เรียน ผู้จัดการกองทุนฯ

รายงานของบริษัทฯ เลขที่ 2025/265

ตามความประสงค์ของท่าน บริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด ได้ทำการสอบทานประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัทบุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ (“บีอาร์จีไอเอฟ”) ตามรายงานการประเมินค่าของบริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 (รายงานเลขที่ 2023/472)

ที่ตั้งของทรัพย์สินเป็นดังต่อไปนี้

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

โดยรายงานนี้จะใช้เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี วันที่ทำการประเมิน คือ วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ภายใต้สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิฯ สามารถคำนวณได้ตามสูตรดังต่อไปนี้ โดยให้คำนวณรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าเป็นรายเดือน

รายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า = รายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้า + รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ + รายได้อื่นๆ ที่ได้รับการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า – ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดแสดงไว้ในหัวข้อการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

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 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568 สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ของโรงไฟฟ้า บีอีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 3.11 ปี โดยสิ้นสุดวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 และของโรงไฟฟ้า บีพีซี มีระยะเวลาคงเหลือ 9.76 ปี โดยสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578

สำหรับการสอบทานการประเมินมูลค่าครั้งนี้ ทางบริษัทฯ ใช้วิธีคิดจากรายได้ ในการประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ได้ปรับปรุงผลสรุปมูลค่าอ้างอิงตามข้อมูลจากการปรับปรุงอัตราการเติบโตของค่าไฟฟ้า จากร้อยละ 1.2 เป็นร้อยละ 0.56 ในปี พ.ศ. 2568 จากร้อยละ 1.3 เป็นร้อยละ 1.0 ในปี พ.ศ. 2569 จากร้อยละ 0.95 เป็นร้อยละ 0.90 ในปี พ.ศ. 2570 จากร้อยละ 0.95 เป็น

ร้อยละ 0.84 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571 และปรับปรุงค่าของทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักโดยสัดส่วนเงินทุน หรือ Weighted Average Cost of Capital สำหรับโรงไฟฟ้า บีอีซี และบีพีซี ซึ่งทำให้อัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่าทรัพย์สินเท่ากับร้อยละ 4.50 และร้อยละ 4.80 ตามลำดับ (จากเดิมที่ ณ วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2566 เท่ากับร้อยละ 6.00)

บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นการสอบทานการประเมินมูลค่ายุติธรรมดังรายละเอียดต่อไปนี้

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบีอาร์อาร์จีไอเอฟ	
	วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2025/265 ณ วันที่ 30 กรกฎาคม พ.ศ. 2568)	443,000,000 บาท	1,573,000,000 บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2023/472 ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567)	437,000,000 บาท	1,501,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

บริษัทฯ ไม่ได้ดำเนินการตรวจสอบ และไม่รับผิดชอบใดๆ ในสิ่งที่เกี่ยวข้องกับความเป็นเจ้าของ หรือหนี้สินใดๆ ที่บังเกิดขึ้นจากทรัพย์สินที่บริษัทฯ ได้ทำการประเมินค่า

บริษัท อเมริกัน แอ็พเพรชัล (ประเทศไทย) จำกัด และผู้มีอำนาจลงนามข้างล่างนี้ ขอรับรองว่าไม่มีส่วนได้เสียใดๆ ทั้งสิ้น ไม่ว่าในปัจจุบัน และ/หรือ อนาคต ในด้านผลประโยชน์ที่เกี่ยวข้องกับมูลค่าของทรัพย์สินที่ทำการประเมินค่านี้

ขอแสดงความนับถือ



(นางชมพูนุช นัตถมหากุลชัย)

ผู้จัดการฝ่ายประเมินทางการเงิน

ผู้ประเมินหลักที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงาน ก.ล.ด. ผู้ประเมินหลักที่ได้รับความเห็นชอบจากสำนักงาน ก.ล.ด.

ผู้ประเมินหลักชั้นสามัญ – สม. 996



(นายไรโดลโฟ แอล เวอร์การ่า)

กรรมการผู้จัดการ

ผู้ประเมินหลักชั้นวุฒิ – วฒ. 022

ผู้ประเมิน - วันเพ็ญ ต้องวัฒนา

รายงานเลขที่ 2025/265

หน้า 3

เอกสารแนบ เงื่อนไขข้อจำกัด

บริษัทฯ ทำการประเมินภายใต้สมมติฐานทั่วไปและเงื่อนไขข้อจำกัดดังนี้:

1. บริษัทฯ เข้าใจว่า ข้อมูลทั้งหมดรวมถึงข้อมูลทางการเงินในอดีต ที่บริษัทฯ ใช้ในการได้มาซึ่งข้อคิดเห็น และบทสรุป หรืออื่นๆ ในรายงานฉบับนี้เป็นจริง และถูกต้อง แม้แหล่งที่มาของข้อมูลจะน่าเชื่อถือ บริษัทฯ ไม่รับประกันและไม่รับผิดชอบ ต่อข้อเท็จจริงหรือความถูกต้องของข้อมูล ข้อคิดเห็นหรือประมาณการ ซึ่งได้รับจากผู้อื่นแล้วนำมาใช้ในการวิเคราะห์นี้
2. บริษัทฯ ไม่รับผิดชอบในเรื่องที่เกี่ยวกับกฎหมาย บริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบกรรมสิทธิ์ หรือภาระทางกฎหมายของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน บริษัทฯ ถือว่าคำกล่าวอ้างของเจ้าของเป็นจริง สิทธิเหนือทรัพย์สินถูกต้องและสามารถทำการซื้อขายได้ และไม่มีข้ออุปสรรคใดที่แก้ไขไม่ได้ด้วยขั้นตอนปกติ
3. การมีรายงานหรือสำเนาของรายงานฉบับนี้ในครอบครอง มิได้หมายถึงการได้มาด้วยสิทธิในการตีพิมพ์เผยแพร่ บริษัทฯ ห้ามมิให้มีการเผยแพร่ส่วนหนึ่งส่วนใดของรายงานฉบับนี้ (โดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อสรุป หลักฐานแสดงตัวบุคคลที่ลงนาม หรือที่เกี่ยวข้องกับรายงานฉบับนี้ หรือบริษัทที่บุคคลนั้นๆ เกี่ยวข้อง หรือการอ้างอิงถึงสมาคมทางวิชาชีพหรือองค์กร ที่บุคคลนั้นๆ เป็นสมาชิก หรือการได้รับแต่งตั้งจากองค์กรนั้นๆ) ต่อบุคคลที่สาม ไม่ว่าจะเป็นหนังสือชี้ชวน การโฆษณา การประชาสัมพันธ์ ข่าว หรือช่องทางการสื่อสารใดๆ โดยไม่ได้รับความยินยอมที่เป็นลายลักษณ์อักษรจากบริษัทฯ
4. พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สินที่ทำการประเมิน ที่บริษัทฯ ใช้ในการวิเคราะห์นี้ บริษัทฯ มิได้ทำการตรวจสอบข้อเท็จจริง ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน พื้นที่ รูปร่าง และบทพรรณนาของทรัพย์สิน ที่อยู่ภายในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นเครื่องชี้แสดงสินทรัพย์เท่านั้น และไม่ควรมานำไปใช้ในการโอนกรรมสิทธิ์ หรือเอกสารทางกฎหมายอื่นใด โดยไม่ได้รับการตรวจสอบข้อเท็จจริงจากทนายความ ผังบริเวณ (ถ้ามี) ที่แสดงในรายงาน มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยในการมองเห็นภาพของทรัพย์สิน และบรรดาสสิ่งแวดล้อม แม้ว่าเนื้อหาสาระในรายงานจะมาจากข้อมูลที่ดีที่สุดที่ได้หาได้ เนื้อหาสาระเหล่านั้นก็มิได้ถือเป็นการตรวจสอบ หรือนำไปใช้เป็นมาตรฐานกับทรัพย์สินอื่นๆ
5. ถ้ามิได้ระบุเป็นอย่างอื่น บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ถือว่ามีการปฏิบัติตามข้อบังคับและกฎหมายสิ่งแวดล้อม ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน นอกจากนี้หากในการดำเนินการนั้นมีข้อบังคับในด้านการขออนุญาตใดๆ เช่น สัมปทาน หรือ ใบอนุญาต บริษัทฯ มีสมมติฐานว่าการดำเนินการนั้นได้รับสัมปทาน หรือได้รับอนุญาตในการดำเนินการตามกฎระเบียบข้อบังคับของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จากทั้งหน่วยงานท้องถิ่น หรือหน่วยงานในระดับประเทศ ตามแต่จะถูกบังคับใช้และมีผลเกี่ยวข้องกับกระบวนการวิเคราะห์ข้อมูล
6. มูลค่าที่ประเมินในรายงาน ไม่คำนึงรวมถึงผลกระทบจากสสารเช่น แร่ใยหิน ควันพิษ ก๊าซพิษ การนำเสีย สารเคมีอื่นๆ ขยะที่เป็นพิษ หรือ วัสดุที่มีแนวโน้มเป็นอันตราย หรือความเสียหายทางโครงสร้าง หรือการทำให้สิ่งแวดล้อมเปลี่ยนแปลง ที่เกิดจากแผ่นดินไหว หรือสาเหตุอื่น ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน บริษัทฯ ขอแนะนำให้ผู้อ่านรายงาน ปรึกษาวิศวกร โครงสร้างที่เหมาะสม และ/หรือ นักสุขวิทยาอุตสาหกรรม เพื่อการประเมิน ความเสียหายทางโครงสร้าง/ทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อมูลค่า
7. ในรายงานการประเมินนี้ บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ และไม่ได้ทำการวิเคราะห์ดิน หรือศึกษาธรณีวิทยา และไม่ได้ทำการตรวจสอบน้ำ น้ำมัน ก๊าซ หรือ แร่ธาตุบนดิน และสิทธิหรือสภาวะการใช้ประโยชน์ ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน
8. บริษัทฯ เข้าใจว่า กฎข้อบังคับผังเมืองและการใช้ประโยชน์ ได้รับการปฏิบัติตาม ยกเว้นกรณีระบุว่ามีกรณีฝ่าฝืนกฎข้อบังคับในรายงาน นอกจากนี้ยังถือว่าการปรับปรุงและการทำให้เกิดประโยชน์ของที่ดิน อยู่ภายในขอบเขตของทรัพย์สิน และไม่มีการบุกรุก ถ่วงถ้ำ หรือละเมิดใดๆ ยกเว้นกรณีระบุเป็นอื่นในรายงาน
9. บริษัทฯ ได้ทำการตรวจสอบทรัพย์สินด้วยตัวเอง โดยเจ้าหน้าที่ที่มีความรู้และเข้าใจตลาดอสังหาริมทรัพย์ และการก่อสร้างอาคาร อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่ขอแสดงความคิดเห็น หรือความรับผิดชอบ ต่อความสมบูรณ์ทางโครงสร้างของทรัพย์สิน รวมถึงการปฏิบัติตามข้อบังคับมาตรฐานของรัฐบาล เช่น เพลิงไหม้ อาคารและความปลอดภัย แผ่นดินไหว การเข้าอยู่ หรือ ความเสียหายทางกายภาพซึ่งมิได้ปรากฏต่อผู้ประเมิน ระหว่างทำการตรวจสอบ

10. รายงานการประเมินค่าฉบับนี้ เป็นรายงานลับเฉพาะถึงลูกค้า สำหรับวัตถุประสงค์ที่ได้อ้างถึงเท่านั้น และลูกค้าอาจเปิดเผยสำเนารายงานฉบับสมบูรณ์ต่อผู้ตรวจสอบบัญชี ภาษี หรือที่ปรึกษากฎหมาย ซึ่งจำเป็นต้องใช้ข้อมูลตามวัตถุประสงค์ดังกล่าว อย่างไรก็ตามบุคคลภายนอกหรือบุคคลที่สามจะไม่มีสิทธิในการครอบครองหรือใช้ประโยชน์จากรายงานฉบับนี้
11. รายงานการประเมินค่าฉบับนี้ จะไม่ถูกต้องตามกฎหมายหากไม่มีรอยกกดตราประทับของ บริษัท ฯ

สมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐาน

เมื่อความเห็นของมูลค่าอยู่ภายใต้สมมติฐานพิเศษหรือเงื่อนไขสมมติฐาน ผู้ประเมินต้องระบุเงื่อนไขนั้น เพื่อแสดงให้เห็นชัดเจนว่ามีผลกระทบต่อความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่า สมมติฐานพิเศษคือสมมติฐานที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับทรัพย์สินที่ประเมิน โดยเฉพาะซึ่งถ้าไม่เป็นจริงจะสามารถทำให้ความเห็นหรือผลสรุปของมูลค่าเปลี่ยนแปลงไป สมมติฐานพิเศษสมมติว่าเป็นจริงมีฉะนั้นข้อมูลต่างๆ จะมีความคลุมเครือเกี่ยวกับลักษณะทางกายภาพ ทางกฎหมาย หรือทางเศรษฐกิจของทรัพย์สินที่ประเมิน หรือเกี่ยวกับเงื่อนไขภายนอกต่อทรัพย์สินเช่นสภาพหรือแนวโน้มของตลาด หรือเกี่ยวกับความสมบูรณ์ของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ สมมติฐานพิเศษอาจถูกใช้ในการประเมินเมื่อ

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

สำหรับรายงานการประเมินนี้อยู่ภายใต้เงื่อนไขสมมติฐานและสมมติฐานพิเศษดังต่อไปนี้

เงื่อนไขสมมติฐาน:

- ไม่มีเงื่อนไขสมมติฐานสำหรับการประเมินครั้งนี้

สมมติฐานพิเศษ:

- สำหรับการประเมินค่าครั้งนี้ บริษัทฯ ได้รับเอกสารจากบิอาร์อาร์จีไอเอฟดังต่อไปนี้
 1. สำเนาสัญญาเช่าที่ดินพร้อมสำเนาโฉนดที่ดินและผังรวมที่ดินของบีอีซีและบีพีซี
 2. แบบแปลนอาคาร และสำเนาใบอนุญาตปลูกสร้างอาคารของบีอีซีและบีพีซี
 3. สำเนาใบจดทะเบียนเครื่องจักรของบีอีซีและบีพีซี
 4. ราคาทางบัญชีของทรัพย์สินแสดงวัน และราคาที่ได้มา ตลอดจนราคาสุทธิของทรัพย์สินแต่ละรายการของบีอีซีและบีพีซี
 5. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทิม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2560
 6. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พลังงาน (Buriram Energy) ระหว่าง บริษัท เอ ทิม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2566
 7. สัญญาให้บริการที่ปรึกษางานเดินระบบ และงานซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าบุรีรัมย์พาวเวอร์ (Buriram Power) ระหว่าง บริษัท เอ ทิม อินเตอร์เทรด จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พาวเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 1 สิงหาคม พ.ศ. 2566
 8. งบการเงินที่ตรวจสอบและสอบทานแล้วสำหรับปี พ.ศ. 2563 ถึง พ.ศ. 2565 ของบีอีซี และบีพีซี
 9. ผลการดำเนินงานย้อนหลังรายเดือนสำหรับเดือนสิงหาคม ปี พ.ศ. 2560 ถึง เดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2567 ของบีอีซี และบีพีซี
 10. ประมาณการกระแสเงินสดรายเดือนของบีอีซี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 ถึง พ.ศ. 2571 และประมาณการกระแสเงินสดรายเดือนของบีพีซี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 ถึง พ.ศ. 2578
 11. ค่าเบี้ยประกันภัยสำหรับเดือนตุลาคม พ.ศ. 2567 ถึงเดือนตุลาคม พ.ศ. 2568 ของบีอีซี และบีพีซี

12. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท
บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2554
13. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่
20 กันยายน พ.ศ. 2559
14. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ระหว่าง บริษัท
บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2556
15. ข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
ระหว่าง บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อวันที่
8 กรกฎาคม พ.ศ. 2558
16. สัญญาโอนสิทธิรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท
บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด และ กองทุนรวม
โครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
17. สัญญาซื้อขายไอน้ำ ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท
บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม
พ.ศ. 2560
18. สัญญาซื้อขายวัตถุดิบชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ระหว่าง บริษัท โรงงาน
น้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์
เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม พ.ศ. 2560
19. สัญญาซื้อขายน้ำ Condensate ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ
บริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2
สิงหาคม พ.ศ. 2560
20. สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท
บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม
พ.ศ. 2560
21. สัญญาซื้อขายน้ำ RO ระหว่าง บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด และ บริษัท
บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด ร่วมกับ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด ลงวันที่ 2 สิงหาคม
พ.ศ. 2560
22. ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานกิจการโรงไฟฟ้า

บริษัทฯ ได้นำเอกสารเหล่านี้โดยมิได้ตรวจสอบกับผลการดำเนินงานและสภาพทางการเงินของทรัพย์สินและกองทุนรวมฯ บริษัทฯ เข้าใจว่าเอกสารเหล่านี้สะท้อนผลประกอบการและเงื่อนไขทางการเงินของทรัพย์สินที่ประเมินอย่างถูกต้อง โดยบริษัทฯ ไม่ได้ทำการตรวจสอบเพิ่มเติมแต่อย่างใด บริษัทฯ เชื่อถือข้อมูลเหล่านี้และนำมาใช้ในการแสดงความเห็นมูลค่า ถ้ามีส่วนใดของข้อมูลที่ได้รับไม่ถูกต้องหรือไม่เป็นความจริง บริษัทฯ มีสิทธิ์ที่จะทำการแก้ไขการวิเคราะห์นี้

ผลสรุป

ทรัพย์สินที่ทำการประเมินมูลค่า

มูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิจากการประกอบกิจการโรงไฟฟ้าชีวมวลของบริษัท บุรีรัมย์พลังงาน จำกัด (“บีอีซี”) และ บริษัท บุรีรัมย์เพาเวอร์ จำกัด (“บีพีซี”) (เรียกรวมว่า “ทรัพย์สิน”) ของกองทุนรวมโครงสร้างพื้นฐานโรงไฟฟ้ากลุ่มน้ำตาลบุรีรัมย์ (“บีอาร์อาร์จีไอเอฟ”) ภายใต้วงเวลาดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 3.11 ปี)
- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาคงเหลือ 9.76 ปี)

วัตถุประสงค์ในการประเมิน

เพื่อวัตถุประสงค์สาธารณะทางบัญชี

ลักษณะของธุรกิจ

โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลทั้ง 2 แห่ง เป็นโรงไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากซึ่งมีปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบแต่ละแห่งไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยการนำเชื้อเพลิงชีวมวลได้แก่ กากอ้อยมาเผาเพื่อให้เกิดความร้อน แล้วใช้ความร้อนดังกล่าวต้มน้ำในหม้อไอน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำแรงดันสูงสำหรับใช้ในการหมุนกังหันไอน้ำที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่สายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ต่อไป

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

วันที่ทำการประเมิน วิธีคิดจากรายได้
วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี โดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

ระยะเวลาประมาณการ - โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 (ระยะเวลาคงเหลือ 3.11 ปี)

ที่มาประมาณการกระแสเงินสด

รายได้

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

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ คูณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตาม
สัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาลมี
รายละเอียดดังต่อไปนี้

กำลังการผลิต	หน่วย	ปีี่ชี
กำลังการผลิตติดตั้ง		9.5
กำลังการผลิตตามสัญญา		
ฤดูเปิดหีบอ้อย (Crushing Season)	เมกะวัตต์	7.8
ฤดูละลาย (Melting Season)	เมกะวัตต์	7.8
ฤดูซ่อมบำรุง (Off Season)	เมกะวัตต์	7.8

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 ของโรงไฟฟ้าชีวมวลตั้งแต่
วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2568 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571

		2568 ก.ค. – ธ.ค.	2569-2570 ม.ค. – ธ.ค.	2571 ม.ค. – 10 ส.ค.
Operating Day/Hour				
Operating Days	วันต่อปี	153	330	219
Crushing Days	วันต่อปี	30	136	106
Melting Days	วันต่อปี	19	90	90
Condensing Days	วันต่อปี	104	104	23

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม
กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2
ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

บีอีซีได้รับอัตราซื้อไฟในรูปแบบ Feed-in Tariffs (FiT)
โครงสร้างอัตราซื้อไฟฟ้าปัจจุบันเป็นดังตารางต่อไปนี้

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2568 - 2571
FiTf	2.3900

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2568	2569	2570	2571
FiTv	1.9762	1.9960	2.0140	2.0309
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	ร้อยละ 0.56	ร้อยละ 1.00	ร้อยละ 0.90	ร้อยละ 0.84

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ:

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับบีอีซีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

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

		2568 - 2571
ราคาไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Steam Price)	บาทต่อตัน	375.6 – 410.4
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	633.4 – 692.1
อัตราการใช้	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

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานถูกประมาณไว้ที่ ร้อยละ
15.72 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2568 – 2571
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	360.4175 – 364.9327
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	0.25-0.45

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2568 – 2571
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	253.36 – 276.85
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	63.35 – 69.23
อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อ
กิโลวัตต์ – ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee:

ค่าสอบบัญชี สำหรับเดือนกรกฎาคม ถึงเดือน
ธันวาคม ปี พ.ศ. 2568 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ

220,000 บาท ค่าสอบบัญชี ในปี พ.ศ. 2569 คาดว่า
อยู่ที่ประมาณ 448,800 บาท และคาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี หลังจากนั้น และ Custodian Fee คาดว่าอยู่ที่
ประมาณ 2,000 บาทต่อเดือนคงที่ สำหรับปี พ.ศ.
2568 ถึง ปี พ.ศ. 2571

ค่าประกันภัย (Insurance):

ค่าประกันภัยคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 2,673,390 บาท
ใน ปี พ.ศ. 2568 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่
31 ตุลาคม พ.ศ. 2567 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2568 ค่า
ประกันภัยนี้ประมาณการแบ่งจ่ายสำหรับเดือน
กรกฎาคม ถึงเดือนธันวาคม ใน ปี พ.ศ. 2568 อยู่ที่
1,336,695 บาท

ค่าประกันภัยคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 2,753,592 บาท
ใน ปี พ.ศ. 2569 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่
31 ตุลาคม พ.ศ. 2568 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 และ
คาดว่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี ในปี พ.ศ. 2570 และ
คาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 2,274,771 บาท ในปี พ.ศ.
2571 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม
พ.ศ. 2570 ถึง 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมา
รวมถูกประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

2568 ก.ค.-ธ.ค.	2569	2570	2571
42,611,732	90,620,696	92,704,684	63,197,851

อัตราคิดลด

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

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และบีพีซี พบว่า สัดส่วน
โครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของ
ทุน

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย (Cost of Equity; Ke) อยู่ที่
ร้อยละ 4.5 มาจากค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจาก
บริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการ
ดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค
CAPM และปรับให้เหมาะสม

ดังนั้นอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่า
ทรัพย์สิน เท่ากับร้อยละ 4.5

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

ระยะเวลาประมาณการ

- โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี) นับจากวันที่ทำการประเมิน 30
มิถุนายน พ.ศ. 2568 และสิ้นสุดการดำเนินการวันที่ 6
เมษายน พ.ศ. 2578 (ระยะเวลาดังกล่าว 9.76 ปี)

ที่มาของประมาณการในกระแสเงินสด รายได้

รายได้จากโรงไฟฟ้าชีวมวล ประกอบด้วยรายได้ค่าซื้อขายไฟฟ้าจากการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และรายได้ค่าซื้อขายไอน้ำจากการขายไอน้ำความดันสูง และไอน้ำความดันต่ำ ให้กับ บริษัท โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ จำกัด (บีเอสเอฟ)

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า:

รายได้จากการขายไฟฟ้าคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ คูณอัตราค่าไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจากกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตามช่วงฤดูต่างๆของโรงงานผลิตน้ำตาล มีรายละเอียดดังต่อไปนี้:

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

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)ของโรงงานผลิตน้ำตาล

ตารางต่อไปนี้จะแสดงช่วงฤดูต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม ปี พ.ศ. 2568 ถึง วันที่ 6 เมษายน ปี พ.ศ. 2578

		2568	2569-2577	2578
		ก.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – ธ.ค.	ม.ค. – เม.ษ.
Operating Day/Hour				
Operating Days	วันต่อปี	153	330/331*	93
Crushing Days	วันต่อปี	30	136	92
Melting Days	วันต่อปี	19	90	-
Condensing Days	วันต่อปี	104	104/105*	1

* จำนวนวัน Condensing จะมีค่าเท่ากับ 105 วันสำหรับปีที่มี 366 วัน

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบจะถูกหักค่าธรรมเนียม กฟภ. (PEA Charge) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ประมาณร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบ

ตารางแสดงอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 เป็นดังนี้

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2568 - 2578
FiTf	2.3900

อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	2568	2569	2570	2571 - 2578
FiTv	1.9762	1.9960	2.0140	2.0309-2.1533
อัตราการเปลี่ยนแปลงต่อปี	ร้อยละ 0.56	ร้อยละ 1.00	ร้อยละ 0.90	ร้อยละ 0.84

2. รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำ

รายได้ค่าซื้อขายไอน้ำคำนวณจากปริมาณไอน้ำ และราคาไอน้ำ

กำลังการผลิตไอน้ำสำหรับบีโม่ชีถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

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

		2568 - 2578
ราคาไอน้ำความดันต่ำ (Exhausted Steam Price)	บาทต่อตัน	375.6 – 504.8
อัตราการใช้ อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาไอน้ำความดันสูง (Live Steam Price)	บาทต่อตัน	633.4 – 851.2
อัตราการใช้ อัตราการใช้	ร้อยละต่อปี	3.0

ต้นทุน และค่าใช้จ่าย (Cost and Expenses)

1. รายจ่ายที่เกิดขึ้นจริงในการประกอบกิจการโรงไฟฟ้า

1.1 ค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost):

ต้นทุนกากอ้อยสามารถคำนวณจากปริมาณกากอ้อย และ
ปริมาณไอน้ำ

ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณกากอ้อย และปริมาณ ไอน้ำ
สำหรับปีพืชถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		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
14.50 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

ต้นทุนกากอ้อยถูกประมาณไว้ดังต่อไปนี้

		2568 – 2578
ต้นทุนกากอ้อย (Bagasse Cost)	บาทต่อตัน	360.4175 – 375.0365
อัตราการใช้เชื้อเพลิง	ร้อยละต่อปี	0.25 – 0.45

ต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO:

ตารางแสดงต้นทุนน้ำ Condensate และ น้ำ RO ถูกประมาณ
ไว้ดังต่อไปนี้

		2568 – 2578
ราคาน้ำ Condensate	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	253.36 – 340.50
อัตราการใช้เชื้อเพลิง	ร้อยละต่อปี	3.0
ราคาน้ำ RO	บาทต่อลูกบาศก์เมตร	63.35 – 85.15
อัตราการใช้เชื้อเพลิง	ร้อยละต่อปี	3.0

1.2 ค่าใช้จ่ายอื่นๆ (Other Costs)

Power Development Fund:

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ถูกประมาณไว้ที่ 0.01 บาทต่อกิโลวัตต์ – ชั่วโมงที่ขายได้

ค่าสอบบัญชี (Audit Fee) และ Custodian Fee:

ค่าสอบบัญชี สำหรับเดือนกรกฎาคม ถึงเดือนธันวาคมในปี พ.ศ. 2568 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 220,000 ค่าสอบบัญชี ในปี พ.ศ. 2569 คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 448,800 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปีหลังจากนั้น และ Custodian Fee คาดว่าอยู่ที่ประมาณ 2,000 บาทต่อเดือนคงที่ ตั้งแต่ ในปีพ.ศ 2568 ถึง พ.ศ. 2578

ค่าประกันภัย (Insurance):

ค่าประกันภัยคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 2,798,930 บาท ในปี พ.ศ. 2568 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2567 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2568 ค่าประกันภัยนี้ประมาณการแบ่งจ่ายสำหรับเดือนกรกฎาคม ถึงเดือนธันวาคม ใน ปี พ.ศ. 2568 อยู่ที่ 1,399,465 บาท

ค่าประกันภัยคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 2,882,898 บาท ในปี พ.ศ. 2569 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2568 ถึง 31 ตุลาคม พ.ศ. 2569 และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ต่อปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2570 ถึง ปี พ.ศ. 2577 และคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 1,617,972 บาทในปี พ.ศ. 2578 ซึ่งเป็นค่าประกันภัยสำหรับวันที่ 31 ตุลาคม พ.ศ. 2577 ถึง 6 เมษายน พ.ศ. 2578

2. รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวม

รายจ่ายในการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบเหมารวมถูก
ประมาณไว้ดังตารางต่อไปนี้

หน่วย: บาท

2568 ก.ค.-ธ.ค.	2569	2570	2571	2572
31,387,361	62,503,480	63,965,563	85,122,893	91,552,364

หน่วย: บาท

2573	2574	2575	2576	2577	2578
93,645,999	98,315,653	98,903,756	101,055,649	106,197,734	32,068,499

อัตราคิดลด

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

โครงสร้างหนี้และทุนของ บีอีซี และบีพีซี พบว่า สัดส่วน
โครงสร้างทุนที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 100 ส่วนของ
ทุน

ค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย (Cost of Equity; Ke) อยู่ที่
ร้อยละ 4.8 มาจากค่าของทุนส่วนของผู้ถือหุ้นที่คำนวณจาก
บริษัทในอุตสาหกรรมการผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีลักษณะการ
ดำเนินงานที่ใกล้เคียงกัน โดยจะคำนวณจากการใช้เทคนิค
CAPM และปรับให้เหมาะสม

ดังนั้นอัตราคิดลดที่เหมาะสมในการประเมินมูลค่า
ทรัพย์สิน เท่ากับร้อยละ 4.8

ผลสรุปมูลค่าโดยวิธีคิดจากรายได้

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 1 (บีอีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ บีอีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2568 ถึง วันที่ 10 สิงหาคม พ.ศ. 2571 เท่ากับ 443 ล้านบาท

โรงไฟฟ้าแห่งที่ 2 (บีพีซี)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของบีพีซี ตั้งแต่ วันที่ 1 กรกฎาคม พ.ศ. 2568 ถึง วันที่ 6 เมษายน พ.ศ. 2578 เท่ากับ 1,573 ล้านบาท

จากการตรวจสอบทรัพย์สินครั้งนี้ บริษัทฯ ขอแสดงความเห็นมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของ บีอีซี และบีพีซี มีมูลค่าเท่ากับ 2,016,000,000 บาท (สองพันสิบหกล้านบาทถ้วน) ทั้งนี้ประเมิน ณ วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568 ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ผลสรุป

การประเมิน	มูลค่ายุติธรรมของรายได้สุทธิของบีอาร์อาร์จีไอเอฟ วันที่ 30 มิถุนายน พ.ศ. 2568	
	บีอีซี	บีพีซี
มูลค่ายุติธรรมใหม่		
(ตามรายงานเลขที่ 2025/265 ณ วันที่ 30 กรกฎาคม พ.ศ. 2568)	443,000,000 บาท	1,573,000,000 บาท
มูลค่ายุติธรรมเดิม		
(ตามรายงานเลขที่ 2023/472 ณ วันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567)	437,000,000 บาท	1,501,000,000 บาท

ทั้งนี้ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัด และสมมติฐานพิเศษและเงื่อนไขสมมติฐานที่ได้แนบไว้

ภาคผนวก

ภาคผนวก 1

การประเมินมูลค่าตลาดยุติธรรมของรายได้สุทธิของโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยวิธีคิดจากรายได้

ภาคผนวก 1.1

**การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด
ปีอื้อซี**

Buriram Energy Co., Ltd. (BEC)
Cash Flow Projection
As of June 30, 2025

(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 - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Nov	Jul - Dec	Jan - Dec	1 Jan - 10 Aug	
Revenue:												
Electricity to PEA												
Income from PEA	99,456,950	274,460,805	230,811,372	194,031,557	187,232,385	215,747,444	242,649,053	235,532,927	125,054,954	270,949,536	272,061,504	181,242,753
Less: PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	1,972,307	5,447,586	4,545,123	3,848,968	3,702,403	4,259,325	4,820,785	4,695,916	2,501,099	5,418,991	5,441,230	3,624,855
Net Income from PEA	97,484,643	269,013,219	226,266,250	190,150,926	183,528,882	211,487,019	237,827,168	230,836,011	122,553,855	265,530,545	266,620,274	177,617,898
Electricity to BSF	523,686	386,074	2,329,817	2,155,960	2,266,644	1,539,491	1,014,963	843,526				
Steam												
Live Steam	5,409,500	32,607,740	21,442,280	19,404,434	22,263,332	23,858,678	24,993,930	21,717,038	7,752,816	36,200,371	37,287,936	29,931,941
BSF	5,409,500	32,607,740	21,442,280	13,057,452	11,128,897	23,858,678	24,993,930	21,717,038				
BPP	-	-	-	-	-	-	-	-				
BEC/BPC	-	-	-	6,346,982	11,134,435	-	-	-				
Exhausted Steam	5,410,983	48,850,159	50,074,558	31,782,323	46,961,458	46,460,318	38,867,161	41,665,472	15,459,696	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	7,216,126	-	-	-				
Compensation from BSF (Electricity,Steam)	-	1,263,126	7,480,596	16,874,056	22,230,973	12,083,870	15,446,222	-				
Total Revenues	111,624,212	354,151,066	311,307,287	274,743,481	284,467,416	295,429,376	318,149,443	295,062,048	145,766,367	375,180,012	379,559,450	275,118,095
Cost and Expenses:												
Material Cost												
Bagasse Cost	26,631,200	71,472,432	54,984,994	40,011,195	47,940,547	57,162,935	62,737,307	58,869,974	28,018,727	74,119,305	74,423,478	53,979,952
Reverse Osmosis (RO) Cost	540,950	3,260,774	2,144,228	1,305,745	1,112,890	2,386,279	2,499,812	2,172,057	775,404	3,620,592	3,729,348	2,994,059
Condensate Water Cost	3,649,904	32,950,664	33,772,472	23,977,031	36,133,210	31,342,128	26,221,060	28,102,202	10,428,298	49,540,646	51,027,094	45,580,584
Paid to BSF	3,649,904	32,950,664	33,772,472	21,438,354	31,679,634	31,342,128	26,221,060	28,102,202				
Paid to BPP	-	-	-	-	-	-	-	-				
Paid to BEC/BPC	-	-	-	2,538,677	4,453,576	-	-	-				
Others												
Live steam paid to BPP	-	-	-	-	-	-	-	-				
Live steam paid to BPC/BEC	6,988,500	5,076,870	9,285,342	35,941,099	18,041,117	-	-	-				
Total Material Cost	37,810,554	112,760,740	100,187,035	101,235,070	103,227,763	90,891,342	91,458,179	176,116,409	39,222,429	127,280,544	129,179,920	102,554,595
Other Cost												
Power Development Fund Cost	225,420	605,127	517,492	448,977	437,582	503,718	560,313	540,809	286,416	617,760	617,760	409,968
Custodian Charge	10,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	22,000	12,000	24,000	24,000	14,645
Insurance Premium	1,744,387	1,239,379	1,147,346	1,530,041	1,530,041	1,601,365	1,490,655	2,978,036	1,336,695	2,753,592	2,836,199	2,274,771
Accounting Auditor Fee	26,777	410,798	586,867	574,309	570,485	351,281	502,387	250,059	220,000	448,800	457,776	466,932
Lump Sum Cost	17,450,752	49,052,971	52,684,894	61,159,289	66,809,025	70,535,281	70,716,661	66,485,779	42,611,732	90,620,696	92,704,684	63,197,851
Total Other Cost	19,457,335	51,332,274	54,960,599	63,736,616	69,371,133	73,015,645	73,294,016	70,276,683	44,466,843	94,464,848	96,640,419	66,364,167
Total Cost and Expenses	57,267,889	164,093,015	155,147,634	164,971,687	172,598,896	163,906,987	164,752,195	246,393,091	83,689,271	221,745,391	225,820,340	168,918,762
Free Cash Flow	54,356,323	190,058,052	156,159,653	109,771,794	111,868,520	131,522,388	153,397,248	48,668,956	62,077,096	153,434,621	153,739,110	106,199,333
Adjustment Factor									1.00	1.00	1.00	1.00
Adjusted Free Cash Flow									62,077,096	153,434,621	153,739,110	106,199,333
Discount Period									0.25	1.00	2.00	2.80
Discount Factor									0.989	0.957	0.916	0.884
Present Value									61,397,730	146,827,389	140,783,508	93,865,799

Discount Rate	4.50%
Net Present Value (Baht)	442,874,426

Buriram Energy Co., Ltd. (BEC) Cash Flow Assumptions

[illegible]

	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 - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Nov	Jul - Dec	Jan - Dec	Jan-Dec	1 Jan - 10 Aug
Cost and Expenses:												
Material Cost												
Bagasse Cost												
Electricity Generation and Steam Consumption												
Electricity Internal Use	15.31%	16.24%	17.36%	15.96%	17.09%	16.48%	16.43%	15.72%	15.72%	15.72%	15.72%	15.72%
Electricity Internal Use					1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
Electricity Generation - Crushing					19,836,000	35,796,000	34,884,000	32,364,000	6,696,000	30,355,200	30,355,200	23,659,200
Electricity Generation - Melting					19,836,000	5,472,000	1,824,000	4,017,600	4,240,800	20,088,000	20,088,000	20,088,000
Electricity Generation - Fully Condensing					27,132,000	27,816,000	38,304,000	30,801,600	23,212,800	23,212,800	23,212,800	5,133,600
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Crushing					6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632	6.4632
Steam Consumption - Crushing					147,978	272,521	267,328	244,493	55,518	251,680	251,680	196,162
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Melting					6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632	6.3632
Steam Consumption - Melting					126,220	34,819	11,606	25,565	26,985	127,824	127,824	127,824
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Fully Condensing					4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758	4.2758
Steam Consumption - Fully Condensing					116,011	118,936	163,780	131,701	99,253	99,253	99,253	21,950
Bagasse Consumption												
Steam to Bagasse Consumption - Crushing					2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398	2.3398
Bagasse Consumption - Crushing					63,244	116,472	114,253	104,493	23,727	107,565	107,565	83,837
Steam to Bagasse Consumption - Melting					2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373	2.3373
Bagasse Consumption - Melting					54,003	14,897	4,966	10,938	11,545	54,689	54,689	54,689
Steam to Bagasse Consumption - Fully Condensing					2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372	2.3372
Bagasse Consumption - Fully Condensing					49,637	50,888	70,075	56,350	42,467	42,467	42,467	9,392
Total Bagasse Consumption	76,143	204,146	156,254	114,610	136,615	161,541	174,424	163,156	77,740	204,720	204,720	147,918
Bagasse Price	350.0000	350.8585	351.9481	352.7488	353.2028	353.5578	357.4788	359.5095	360.4175	362.0519	363.5377	364.9327
		0.25%	0.31%	0.23%	0.13%	0.10%	1.11%	0.57%	0.25%	0.45%	0.41%	0.38%
Reverse Osmosis (RO) Cost												
Reverse Osmosis (RO) Water Usage	10,819	63,316	40,419	23,897	19,774	41,164	41,866	35,318	12,240	55,488	55,488	43,248
Reverse Osmosis (RO) Price	50.00	51.50	53.05	54.64	56.28	57.97	59.71	61.50	63.35	65.25	67.21	69.23
		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	18,250	159,955	159,169	98,094	140,730	135,177	109,794	114,246	41,160	189,840	189,840	164,640
Condensate Water Price	200.00	206.00	212.18	218.55	225.11	231.86	238.82	245.98	253.36	260.96	268.79	276.85
		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	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		140.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-39.0%
Insurance Premium		-29.0%	-7.4%	33.4%	0.0%	4.7%	-6.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Accounting Auditor Fee		1434.1%	42.9%	-2.1%	-0.7%	-38.4%	43.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Lump Sum Cost		66,809,025	66,809,025	66,809,025	66,809,025	70,535,281	70,716,661	72,529,941	85,223,463	90,620,696	92,704,684	63,197,851

ภาคผนวก 1.2

**การประมาณการกระแสเงินสดและสมมติฐานประกอบประมาณการกระแสเงินสด
ปีพีซี**

Buriram Power Co., Ltd. (BPC)
Cash Flow Projection
As of June 30, 2025

(Unit: Baht)	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 - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Nov	Jul - Dec	Jan - Dec									1 Jan - 6 Apr
Revenue:																			
Electricity to PEA																			
Income from PEA	100,924,432	282,112,289	247,770,403	168,905,340	190,467,655	248,132,060	235,893,890	225,745,302	128,261,491	277,896,960	279,037,440	280,957,037	281,191,680	282,281,472	283,377,600	285,348,480	285,601,536	286,729,344	81,125,165
Less: PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	2,004,093	5,621,711	4,931,020	3,378,107	3,809,353	4,962,641	4,717,878	4,490,369	2,565,230	5,557,939	5,580,749	5,619,141	5,623,834	5,645,629	5,667,552	5,706,970	5,712,031	5,734,587	1,622,503
Net Income from PEA	98,920,340	276,490,577	242,839,383	165,527,234	186,658,302	243,169,419	231,176,012	221,254,932	125,696,261	272,339,021	273,456,691	275,337,896	275,567,846	276,635,843	277,710,048	279,641,510	279,889,505	280,994,757	79,502,662
Electricity to BSF	563,994	3,262,053	5,382,216	30,485,089	33,879,040	8,973,130	13,147,044	1,140,342											
Steam																			
Live Steam	17,652,150	76,930,494	71,852,512	70,766,996	83,074,897	70,035,386	71,380,305	54,619,722	16,873,776	78,789,043	81,156,096	83,583,533	86,095,507	88,679,942	91,336,838	94,078,272	96,904,243	99,802,675	69,539,635
BSF	10,663,650	71,397,334	62,567,170	34,825,897	63,687,011	70,035,386	71,380,305	54,619,722											
BPP	-	456,290	-	-	1,346,769	-	-	-											
BEC/BPC	6,988,500	5,076,870	9,285,342	35,941,099	18,041,117	-	-	-											
Exhausted Steam	5,525,129	48,549,438	55,904,049	31,721,544	55,115,894	48,654,859	36,552,978	43,055,023	15,459,696	73,449,096	75,651,240	77,910,336	80,245,368	82,656,336	85,143,240	87,687,096	90,325,872	93,040,584	39,010,944
Other Revenues																			
Condensate from BPP	-	468,032	-	295,480	-	-	-	-											
Condensate from BPC/BEC	-	-	-	2,538,677	4,453,576	-	-	-											
Compensation from BSF (Electricity,Steam)	-	1,481,435	2,072,686	20,761,242	9,164,931	4,942,677	7,477,990	-											
Total Revenues	122,661,612	407,182,029	378,050,845	322,096,261	372,346,640	375,775,471	359,734,329	320,070,019	158,029,733	424,577,160	430,264,027	436,831,765	441,908,722	447,972,121	454,190,126	461,406,878	467,119,620	473,838,016	188,053,241
Cost and Expenses																			
Material Cost																			
Bagasse Cost	35,290,847	93,579,973	80,387,481	63,006,112	79,080,793	76,309,529	78,537,546	73,375,774	33,559,690	88,564,729	88,928,183	89,448,069	89,614,731	89,962,040	90,311,381	90,846,191	91,020,139	91,379,558	35,230,263
Reverse Osmosis (RO) Cost	1,066,365	7,139,733	6,256,717	3,482,590	6,368,701	7,004,747	7,139,226	5,462,861	1,687,644	7,880,112	8,116,817	8,360,769	8,611,966	8,870,410	9,136,099	9,410,243	9,692,840	9,983,891	6,956,414
Condensate Water Cost	6,522,300	34,961,084	41,420,719	35,773,138	37,180,518	32,822,565	24,659,837	29,039,415	10,428,298	49,540,646	51,027,094	52,557,204	54,134,774	55,757,906	57,430,397	59,154,144	60,929,148	62,757,307	26,313,840
Paid to BSF	3,726,900	32,747,820	37,706,932	21,397,356	37,180,518	32,822,565	24,659,837	29,039,415											
Paid to BPP	-	182,516	-	-	538,684	-	-	-											
Paid to BEC/BPC	2,795,400	2,030,748	3,713,787	14,375,782	7,216,126	-	-	-											
Others																			
Live steam paid to BPP	-	1,170,080	-	738,733	-	-	-	-											
Live steam paid to BPC/BEC	-	-	-	6,346,982	11,134,435	-	-	-											
Total Material Cost	42,879,512	136,850,870	128,064,917	109,347,555	133,764,448	116,136,841	110,336,609	107,878,049	45,675,632	145,985,487	148,072,094	150,366,041	152,361,471	154,590,356	156,877,877	159,410,578	161,642,127	164,120,756	68,500,517
Other Cost																			
Power Development Fund Cost	169,502	712,830	568,252	454,423	530,080	568,290	570,424	568,391	293,760	633,600	633,600	635,520	633,600	633,600	633,600	635,520	633,600	633,600	178,560
Custodian Charge	10,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	22,000	12,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	6,400
Insurance Premium	1,821,041	1,292,915	1,294,001	1,785,434	1,785,434	1,715,781	1,602,123	3,126,926	1,399,465	2,882,898	2,969,385	3,058,466	3,150,220	3,244,727	3,342,069	3,442,331	3,545,601	3,651,969	1,617,972
Accounting Auditor Fee	26,777	407,207	576,549	574,217	570,445	452,813	499,952	346,682	220,000	448,800	457,776	466,932	476,270	485,796	495,511	505,422	515,530	525,841	536,358
Lump Sum Cost	12,585,355	30,950,784	33,922,757	33,152,278	33,979,265	37,239,300	52,391,753	54,181,376	31,387,361	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
Total Other Cost	14,612,675	33,387,736	36,385,559	35,990,352	36,889,224	40,000,184	55,088,252	58,245,375	33,312,586	66,492,778	68,050,324	89,307,811	95,836,455	98,034,122	102,810,833	103,511,029	105,774,380	111,032,144	35,407,789
Total Cost and Expenses	57,492,187	170,238,606	164,450,476	145,337,907	170,653,672	156,137,025	165,424,861	166,123,424	78,988,218	212,478,265	216,122,418	239,673,852	248,197,926	252,624,478	259,688,710	262,921,607	267,416,507	275,152,899	103,908,306
Free Cash Flow	65,169,425	236,943,424	213,600,369	176,758,353	201,692,968	219,638,446	194,309,468	153,946,595	79,041,516	212,098,895	214,141,609	197,157,913	193,710,796	195,347,643	194,501,416	198,485,272	199,703,113	198,685,117	84,144,935
Adjustment Factor									1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Adjusted Free Cash Flow									79,041,516	212,098,895	214,141,609	197,157,913	193,710,796	195,347,643	194,501,416	198,485,272	199,703,113	198,685,117	84,144,935
Discount Period									0.25	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	9.63
Discount Factor									0.988	0.954	0.910	0.869	0.829	0.791	0.755	0.720	0.687	0.656	0.637
Present Value									78,120,486	202,384,442	194,974,806	171,289,351	160,586,375	154,526,071	146,809,809	142,954,986	137,244,382	130,290,813	53,569,568

Discount Rate	4.80%
Net Present Value (Baht)	1,572,751,088

Buriram Power Co., Ltd. (BPC) Cash Flow Assumptions

	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 - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Nov	Jul - Dec	Jan - Dec									1 Jan - 6 Apr
No. of Operatinf Days	122.00	338.00	302.00	268.00	298.00	315.00	326.00	290.00	153.00	330.00	330.00	331.00	330.00	330.00	330.00	331.00	330.00	330.00	93.00
Crushing	27.00	199.00	148.00	110.00	194.00	180.00	142.00	153.00	30.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	136.00	92.00
Melting	-	11.00	82.00	19.00	4.00	6.00	-	2.00	19.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	-
Fully Condensing	95.00	128.00	72.00	139.00	100.00	129.00	184.00	135.00	104.00	104.00	104.00	105.00	104.00	104.00	104.00	105.00	104.00	104.00	1.00
No. of Hours in a day	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Revenue:																			
Electricity to PEA																			
Electricity Production																			
Contracted Capacity	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Electricity Sold	22,230,051	61,997,385	54,292,998	36,924,693	41,592,521	54,134,802	53,493,501	51,833,744	29,376,000	63,360,000	63,360,000	63,552,000	63,360,000	63,360,000	63,360,000	63,552,000	63,360,000	63,360,000	17,856,000
PEA Charge (2% of Net Unit Sold)	441,430	1,235,435	1,080,516	730,209	826,512	1,076,715	1,060,301	1,031,041	587,520	1,267,200	1,267,200	1,271,040	1,267,200	1,267,200	1,267,200	1,271,040	1,267,200	1,267,200	357,120
Electricity Price																			
FiTf	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39	2.39
FiTv	1.8500	1.8604	1.8736	1.8833	1.8888	1.8931	1.9406	1.9652	1.9762	1.9960	2.0140	2.0309	2.0480	2.0652	2.0825	2.1000	2.1176	2.1354	2.1533
		0.56%	0.71%	0.52%	0.29%	0.23%	2.51%	1.27%	0.56%	1.00%	0.90%	0.84%	0.84%	0.84%	0.84%	0.84%	0.84%	0.84%	0.84%
FiTp	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total FiT Price	4.5400	4.5504	4.5636	4.5733	4.5788	4.5831	4.4090	4.3552	4.3662	4.3860	4.4040	4.4209	4.4380	4.4552	4.4725	4.4900	4.5076	4.5254	4.5433
Electricity to BSF																			
Electricity Production	160,116	937,560	1,489,525	6,961,328	7,807,227	2,101,476	2,905,658	269,722											
Electricity Price	3.52	3.48	3.34	4.38	4.34	4.27	4.5	4.2											
Live Steam to BSF																			
Contracted Capacity	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00
Live Steam Sold	21,327	138,636	117,940	63,737	113,161	120,834	119,565	88,827	26,640	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	81,696
Live Steam Price	500.00	515.00	530.47	546.40	562.80	579.60	597.00	614.90	633.40	652.40	672.00	692.10	712.90	734.30	756.30	779.00	802.40	826.40	851.20
		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%
Exhaust Steam to BSF																			
Contracted Capacity	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
Exhaust Steam Sold	18,635	158,970	177,712	97,906	165,166	141,562	103,257	118,056	41,160	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	77,280
Exhaust Steam Price	296.50	305.40	314.58	324.00	333.70	343.70	354.00	364.70	375.60	386.90	398.50	410.40	422.70	435.40	448.50	461.90	475.80	490.10	504.80
		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%

	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 - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Dec	Jan - Nov	Jul - Dec	Jan - Dec									1 Jan - 6 Apr
Cost and Expenses:																			
Material Cost																			
Bagasse Cost																			
Electricity Generation and Steam Consumption																			
Electricity Internal Use	13.82%	13.37%	14.05%	14.11%	14.73%	14.98%	14.43%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%	14.50%
Electricity Internal Use					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					44,697,600	41,472,000	32,716,800	35,251,200	6,912,000	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	21,196,800
Electricity Generation - Melting					921,600	1,382,400	-	460,800	4,377,600	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					23,040,000	29,721,600	42,393,600	31,104,000	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	230,400
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Crushing					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					383,908	372,042	317,740	302,354	68,508	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	310,570	210,091
Generated Steam Consumption for Electricity Sold - Melting					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					5,539	8,309	-	2,770	26,311	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					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					109,799	141,641	202,031	148,229	114,191	114,191	114,191	115,289	114,191	114,191	114,191	115,289	114,191	114,191	1,098
Bagasse Consumption																			
Steam to Bagasse Consumption - Crushing					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					170,762	165,485	141,331	134,487	30,472	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	138,142	93,449
Steam to Bagasse Consumption - Melting					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					2,470	3,704	-	1,235	11,731	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	55,567	-
Steam to Bagasse Consumption - Fully Condensing					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					48,952	63,148	90,072	66,085	50,910	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	50,910	51,400	50,910	50,910	490
Total Bagasse Consumption	100,713	266,787	224,349	176,618	223,896	215,833	222,358	204,100	93,113	244,619	244,619	245,108	244,619	244,619	244,619	245,108	244,619	244,619	93,938
Bagasse Price	350.0000	350.8585	351.9481	352.7488	353.2028	353.5578	353.2028	359.5095	360.4175	362.0519	363.5377	364.9327	366.3443	367.7641	369.1922	370.6368	372.0896	373.5589	375.0365
		0.25%	0.31%	0.23%	0.13%	0.10%	1.11%	0.57%	0.25%	0.45%	0.41%	0.38%	0.39%	0.39%	0.39%	0.39%	0.39%	0.39%	0.40%
Reverse Osmosis (RO) Cost																			
Reverse Osmosis (RO) Water Usage	21,327	138,636	117,940	63,737	113,161	120,834	119,565	88,827	26,640	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	120,768	81,696
Reverse Osmosis (RO) Price	50.00	51.50	53.05	54.64	56.28	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
		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	18,635	158,970	177,712	97,906	165,166	141,562	103,257	118,056	41,160	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	189,840	77,280
Condensate Water Price	200.00	206.00	212.18	218.55	225.11	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
		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	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		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%	0.0%	-73.3%
Insurance Premium		-29.0%	0.1%	38.0%	0.0%	-3.9%	-6.6%	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		1420.7%	41.6%	-0.4%	-0.7%	-20.6%	10.4%	0.0%	0.0%	104.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Lump Sum Cost		30,950,784	33,922,757	33,152,278	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 June 30, 2025

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)	0.934	118,315.47	-	101.00	526.47	53,172.97	171,488.44	69%	31%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.373	125,264.37	-	29.25	2,819.73	82,477.08	207,741.45	60%	40%
Ratchaburi Electricity Generating Holding P	0.959	94,288.60	-	24.20	2,175.00	52,635.00	146,923.60	64%	36%
AVERAGE	1.089	112,622.81	-	51.48	1,840.40	62,761.68	175,384.50	64%	36%
MEDIAN	0.959	118,315.47	-	29.25	2,175.00	53,172.97	171,488.44	64%	36%

* 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	0.45

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

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

	BU	Tax Rate
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.34	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.62	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.39	20.0%
AVERAGE	0.45	
MEDIAN	0.39	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

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

Concluded Unlevered Beta	0.45
Relevered Beta for Subject Company	0.45

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 June 30, 2025

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	Cost of <u>Capital</u>	% in Capital <u>Structure</u>	Weighted <u>Cost</u>
Debt	5.04%	0.00%	0.00%
Equity	4.55%	100.00%	4.55%
Weighted Average Cost of Capital			4.547%

Concluded WACC	4.50%
-----------------------	--------------

Cost of Equity

Source

Risk-Free Rate of Return	1.59%	Avg. Yield on 5-year Thai government bonds on April - June, 2025.
Plus Equity Risk Premium:		
Thailand Equity Risk Premium	6.57%	(http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.45	Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium	2.96%	Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment	0.00%	
Indicated Cost of Equity	4.55%	
Concluded Cost of Equity	4.55%	

Cost of Debt

Concluded Pretax Cost of Debt	5.04%	Average long-term Thai BBB-rated corporate bond rate from Thai Bond Market Association
Tax Rate for the Subject Company	0.00%	Estimated effective tax rate
Concluded After-Tax Cost of Debt	5.04%	

BURIRAM SUGAR GROUP POWER PLANT INFRASTRUCTURE FUND (BRRGIF)

Calculation of Weighted Average Cost of Capital ("WACC") Valuation as of June 30, 2025

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)	0.934	118,315.47	-	101.00	526.47	53,172.97	171,488.44	69%	31%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	1.373	125,264.37	-	29.25	2,819.73	82,477.08	207,741.45	60%	40%
Ratchaburi Electricity Generating Holding P	0.959	94,288.60	-	24.20	2,175.00	52,635.00	146,923.60	64%	36%
AVERAGE	1.089	112,622.81	-	51.48	1,840.40	62,761.68	175,384.50	64%	36%
MEDIAN	0.959	118,315.47	-	29.25	2,175.00	53,172.97	171,488.44	64%	36%

* 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	0.45

Computation of Unlevered Beta for Guideline Companies

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

	BU	Tax Rate
Electricity Generating PCL (EGCO)	0.34	20.0%
Global Power Synergy PCL (GPSC)	0.62	20.0%
Ratchaburi Electricity Generating Holding PCL (RATCH)	0.39	20.0%
AVERAGE	0.45	
MEDIAN	0.39	

Computation of Relevered Beta for Subject Company

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

Concluded Unlevered Beta	0.45
Relevered Beta for Subject Company	0.45

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 June 30, 2025

International Discount Rate Model

Subject Country: **Thailand**

	Cost of <u>Capital</u>	% in Capital <u>Structure</u>	Weighted <u>Cost</u>
Debt	5.27%	0.00%	0.00%
Equity	4.78%	100.00%	4.78%
Weighted Average Cost of Capital			4.78%

Concluded WACC	4.80%
-----------------------	--------------

Cost of Equity

Source

Risk-Free Rate of Return	1.82%	Avg. Yield on 10-year Thai government bonds on April - June, 2025.
Plus Equity Risk Premium:		
Thailand Equity Risk Premium	6.57%	Professor Damodaran's estimate
Levered/Relevered Beta for the Subject Company	0.45	Relevered 3-year beta from Bloomberg, for guideline publicly traded companies
Concluded Equity Risk Premium	2.96%	Thailand Equity Risk Premium x Levered/Relevered Beta for the Subject Company
Specific Company Risk Adjustment	0.00%	
Indicated Cost of Equity	4.78%	
Concluded Cost of Equity	4.78%	

Cost of Debt

Concluded Pretax Cost of Debt	5.27%	Average long-term Thai BBB-rated corporate bond rate from Thai Bond Market Association
Tax Rate for the Subject Company	0.00%	Estimated effective tax rate
Concluded After-Tax Cost of Debt	5.27%	