

## 1. ปัจจัยความเสี่ยง

### 1.1 ความเสี่ยงในด้านการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำ

#### 1.1.1 ความเสี่ยงจากการสิ้นสุดสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้ากับกระทรวงมหาดไทย

บริษัทได้รับสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้าจากกระทรวงมหาดไทยเป็นระยะเวลา 15 ปี โดยมีเงื่อนไขกำหนดว่าเมื่อสัมปทานสิ้นสุดอายุ ผู้ให้สัมปทานมีสิทธิที่จะซื้อกิจการไฟฟ้าทั้งหมดจากผู้รับสัมปทาน หากผู้ให้สัมปทานไม่ประสงค์จะซื้อและผู้รับสัมปทานมีความประสงค์จะดำเนินการต่อไป ผู้ให้สัมปทานจะพิจารณาต่ออายุสัมปทานออกไปตามสมควร ในขณะที่บริษัทมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (“กฟผ.”) เป็นระยะเวลา 25 ปี และมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกับ บริษัท สหพัฒนา อินเตอร์โฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) (“SPI”) เป็นระยะเวลา 15 ปี ดังนั้นกรณีที่บริษัทไม่ได้รับการต่ออายุสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้าหลังจากครบอายุ 15 ปี จะส่งผลให้บริษัทไม่สามารถดำเนินการโรงไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำต่อไปได้ บริษัทจึงมีความเสี่ยงในการประกอบธุรกิจ

อนึ่ง สาเหตุที่กระทรวงมหาดไทยไม่สามารถให้สัมปทานแก่บริษัทมากกว่า 15 ปีได้ เนื่องจากติดข้อจำกัดทางกฎหมายซึ่งกำหนดอายุสัมปทานสูงสุด คือ 15 ปี

#### 1.1.2 ความเสี่ยงจากการบอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำ

บริษัทมีลูกค้าเพียง 2 ราย ได้แก่ กฟผ. และ SPI โดยสัดส่วนรายได้ของบริษัท ณ วันที่ 30 กันยายน 2546 มาจาก กฟผ. และ SPI คิดเป็นร้อยละ 69.66 และ 30.27 ของรายได้รวมของบริษัท ตามลำดับ บริษัทจึงมีความเสี่ยงหากลูกค้ารายใดรายหนึ่งบอกเลิกสัญญาซื้อขายกับบริษัท อย่างไรก็ตาม บริษัทได้ทำสัญญาซื้อขายระยะยาวกับลูกค้าทั้งสองราย โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. เป็นระยะเวลา 25 ปี และทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกับ SPI เป็นระยะเวลา 15 ปี โดยที่คู่สัญญาสามารถต่อสัญญาหลังจากครบอายุสัญญาได้อีก 25 ปี

อย่างไรก็ตาม กฟผ. มีสิทธิบอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับบริษัทได้ในกรณีที่บริษัทไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. หรือบริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่เกี่ยวกับมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กพึงต้องปฏิบัติ (SPP Grid Code) หรือบริษัทไม่สามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขที่สำคัญได้ แต่จากผลการดำเนินงานของบริษัทที่ผ่านมา นับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าจนกระทั่งถึงปัจจุบัน บริษัทสามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขสำคัญต่างๆ ที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ได้ทุกประการ โดยไม่เคยทำผิดเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายดังกล่าวอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้นจึงถือได้ว่าบริษัทมีความเสี่ยงในการบอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจาก กฟผ. อยู่ในเกณฑ์ต่ำ

สำหรับการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับ SPI ถือว่ามีความเสี่ยงในการสูญเสียลูกค้ารายนี้ค่อนข้างต่ำเช่นเดียวกัน เนื่องจาก SPI นำไฟฟ้าและไอน้ำไปจำหน่ายต่อให้กับโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ภายในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา อีกทอดหนึ่ง โดยทำเป็นสัญญาซื้อขายระยะยาว ซึ่งทั้ง SPI และโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ภายในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา ล้วนแล้วแต่เป็นบริษัทในกลุ่มสหพัฒน์เช่นเดียวกับบริษัท ทำให้มีความเป็นไปได้ไม่น้อยที่จะบอกเลิกสัญญาหากบริษัทยังสามารถส่งมอบสินค้าและบริการที่ดี มีคุณภาพเป็นที่น่าพอใจและมีราคาขายที่เหมาะสมให้กับโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ได้ ทั้งนี้จากผลประกอบการที่ผ่านมา บริษัทสามารถปฏิบัติตามเงื่อนไขในการส่งมอบไฟฟ้าและไอน้ำได้อย่างครบถ้วน จึงทำให้เชื่อได้ว่าเหตุแห่งการที่ SPI จะบอกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกับบริษัทอาจไม่เกิดขึ้นเลย หรือมีความเป็นไปได้น้อยมากที่จะถูกบอกเลิกสัญญา

#### 1.1.3 ความเสี่ยงในการถูกปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.

บริษัทจะมีความเสี่ยงในการถูกปรับลดปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ในกรณีที่บริษัทไม่สามารถจ่ายพลังไฟฟ้าได้ตามปริมาณที่กำหนดในสัญญาและไม่สามารถแก้ไขได้ภายในระยะเวลา 18 เดือน (รายละเอียดตามสรุปสาระสำคัญของสัญญาในเอกสารแนบ 5)

บริษัทได้ให้ความสำคัญกับความแน่นอนในการส่งมอบไฟฟ้าให้กับ กฟผ. อย่างมาก โดยกำหนดเงื่อนไขในสัญญาการปฏิบัติการและบำรุงรักษาให้ บริษัท ออปอเรชั่นนอล เอ็นเนอร์ยี่ กรุ๊ป จำกัด (“OEG”) รับประกันกำลังการผลิตสำหรับ กฟผ. ในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (EGAT Peak Period Capacity) และความมีเสถียรภาพในการผลิตและจ่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. (Plant Reliability) เพื่อสร้างความมั่นใจว่าบริษัทจะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ได้ตามปริมาณที่กำหนดไว้ในสัญญา ทั้งนี้จากผลการดำเนินงานที่ผ่านมา นับตั้งแต่วันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อการค้าบริษัทสามารถผลิตและจ่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ได้ตามปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดมาโดยตลอด

#### 1.1.4 ความเสี่ยงจากการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

ตามแผนแม่บทการปฏิรูปรัฐวิสาหกิจ ได้มีการกำหนดทิศทางการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในระยะยาวให้มีการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2546 เป็นต้นไป แต่เนื่องจากมีข้อวิตกว่าการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าจะทำให้ระบบไม่มีความมั่นคงและขาดแคลนไฟฟ้าอย่างที่เกิดขึ้นในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศอาร์เจนตินา สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงพิจารณาให้มีการชะลอการจัดตั้งตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า และทำการทบทวนแผนการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเพื่อจัดรูปแบบอื่นในการแข่งขันทั้งในด้านการผลิตและด้านการจัดหา แต่เนื่องจากในปัจจุบันยังไม่เห็นผลสรุปที่ชัดเจนของแนวทางการปรับโครงสร้างกิจการไฟฟ้า จึงทำให้บริษัทไม่สามารถประเมินผลกระทบที่มีต่อการดำเนินงานของบริษัทอย่างชัดเจนได้

### 1.2 ความเสี่ยงในด้านการปฏิบัติการ

#### 1.2.1 ความเสี่ยงในการพึ่งพิงผู้ดำเนินการด้านการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

บริษัทได้จ้าง OEG เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าทั้งหมด โดยได้ตกลงทำเป็นสัญญาการปฏิบัติการและบำรุงรักษา มีอายุสัญญา 7 ปี สิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2548 โดยมีค่าใช้จ่ายและค่าธรรมเนียมในการบริหารงาน (ไม่นับรวมค่าใช้จ่ายที่เรียกชำระคืน อันได้แก่ ค่าวัสดุสิ้นเปลือง ค่าเครื่องมืออุปกรณ์ และค่าซ่อมแซม) คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 3.50-4.15 ของค่าใช้จ่ายรวม

จึงถือได้ว่าบริษัทมีความเสี่ยงในการดำเนินธุรกิจที่ต้องพึ่งพิง OEG ในการบริหารงานโรงไฟฟ้า โดยบริษัทอาจได้รับผลกระทบในกรณีที่ OEG ไม่สามารถปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทได้ไม่ว่าจะด้วยเหตุผลใดก็ตาม หรือ OEG ต้องการยกเลิกสัญญาการบริหารงานกับบริษัทหรือเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ในการรับจ้างบริหารงาน หรือ OEG มีการเปลี่ยนแปลงนโยบายในการดำเนินธุรกิจ เช่น เปลี่ยนนโยบายไม่รับบริหารโครงการโรงไฟฟ้าในประเทศไทยอีกต่อไป แต่เปลี่ยนไปดำเนินการรับบริหารโครงการโรงไฟฟ้าในภูมิภาคอื่นแทน ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวย่อมส่งผลกระทบต่อการทำงานของของบริษัท

อย่างไรก็ตาม OEG มีความสัมพันธ์กับบริษัทจากการที่มีผู้ถือหุ้นร่วมกัน คือ บริษัท เอสแอนด์เจ อินเตอร์เนชั่นแนล เอ็นเตอร์ไพรส์ จำกัด (มหาชน) ซึ่งถือหุ้นโดยตรงใน OEG ร้อยละ 25.95 ของทุนจดทะเบียนที่เรียกชำระแล้ว (ณ วันที่ 24 เมษายน 2545) ในขณะที่เดียวกันก็เป็นผู้ถือหุ้นโดยตรงในบริษัทร้อยละ 16.26 ของทุนจดทะเบียนที่เรียกชำระแล้ว (ณ วันที่ 29 ตุลาคม 2546) ทำให้เชื่อได้ว่ามีความเป็นไปได้ค่อนข้างน้อยที่ OEG จะยกเลิกหรือไม่ต่อสัญญากับบริษัท

หากมีการยกเลิกสัญญาในการบริหารงานกับ OEG เกิดขึ้น จะต้องมีการแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 12 เดือนก่อนวันสิ้นสุดสัญญา ในช่วงเวลาดังกล่าว บริษัทสามารถคัดเลือกผู้ชำนาญการในการบริหารโรงไฟฟ้ารายอื่นมาดำเนินงานแทนได้ เช่น กฟผ. หรือ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) เป็นต้น

นอกจากนี้เมื่อหมดอายุสัญญาการปฏิบัติการและบำรุงรักษา กับ OEG หรือ กรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงผู้ดำเนินการรายใหม่ บริษัทอาจมีความเสี่ยงในด้านค่าใช้จ่ายและค่าธรรมเนียมในการบริหารงานโรงไฟฟ้าซึ่งอาจจะมีการเปลี่ยนแปลงปรับเป็นอัตราใหม่ที่สูงขึ้น

#### 1.2.2 ความเสี่ยงในการจัดหาวัตถุดิบ

วัตถุดิบหลักในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดีเซล น้ำ และสารเคมี โดยก๊าซธรรมชาติเป็นวัตถุดิบที่สำคัญที่สุด เนื่องจากมีมูลค่าสูงถึงร้อยละ 73-82 ของต้นทุนขายทั้งหมดในปีที่บริษัทไม่มีการบำรุงรักษาครั้งใหญ่หรือการซ่อมใหญ่ เพื่อลดความเสี่ยงในการจัดหาวัตถุดิบที่สำคัญนี้ บริษัทจึงได้มีการทำสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติกับการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (“ปตท.”) ตามจำนวนและราคาที่กำหนดไว้ในสัญญาเป็นระยะเวลา 21 ปี นับจากวันที่บริษัทได้เริ่มดำเนินการใช้ประโยชน์เพื่อการค้า โดยสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติดังกล่าวสามารถต่ออายุสัญญาได้อีก 4 ปี นอกจากนี้ ในสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติได้กำหนดเงื่อนไขเกี่ยวกับกรณีที่ ปตท. ไม่สามารถส่งก๊าซธรรมชาติที่มีคุณสมบัติตามที่ตกลงกันในสัญญาให้แก่บริษัทได้ โดยที่ ปตท. จะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายส่วนต่างอันเนื่องมาจากการเดินเครื่องจักรด้วยน้ำมันดีเซลแทนก๊าซธรรมชาติ

สำหรับน้ำดิบที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำนั้น บริษัทได้ลดความเสี่ยงโดยทำเป็นสัญญาซื้อขายน้ำดิบระยะยาวกับ บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) (“EASTW”) นอกจากนี้ บริษัทยังมีแหล่งน้ำดิบสำรองอีกแหล่งหนึ่ง ซึ่งเก็บอยู่ในอ่างเก็บน้ำภายในเขตสวนอุตสาหกรรมเครือสหพัฒน์-ศรีราชา จังหวัดชลบุรี อีกด้วย

บริษัทไม่มีปัญหาในการจัดหาวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำประเภทอื่นๆ ได้แก่ น้ำมันดีเซล และสารเคมี เนื่องจากใช้ปริมาณไม่มากนัก และบริษัทสามารถซื้อวัตถุดิบเหล่านี้จากผู้จัดจำหน่ายภายในประเทศได้โดยง่าย

ดังนั้น บริษัทจึงมีความเสี่ยงในการจัดหาวัตถุดิบโดยรวมอยู่ในเกณฑ์ต่ำ

### 1.2.3 ความผันแปรของราคาวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิต

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัท ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติจะส่งผลกระทบต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของบริษัท อย่างไรก็ตาม ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นกับบริษัทจากผลกระทบของค่าผันแปรของราคาก๊าซธรรมชาติจัดอยู่ในเกณฑ์ต่ำ เนื่องจากสูตรการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. นั้นได้มีการคำนวณให้แปรผันตามต้นทุนจริงของราคาก๊าซธรรมชาติที่บริษัทซื้อจาก ปตท. ทำให้บริษัทได้รับการชดเชยผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงราคาก๊าซธรรมชาติ ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าที่ขายให้ กฟผ. ทั้งหมด สำหรับค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับจาก SPI นั้นอิงกับสูตรค่าไฟฟ้าของ กฟผ. โดยค่าไฟฟ้าส่วนหนึ่งจะแปรผันตามต้นทุนเชื้อเพลิงและอัตราแลกเปลี่ยนซึ่งเรียกว่าสูตรปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (FT) ที่มีการประกาศเปลี่ยนแปลงทุก 4 เดือน ทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าของ SPI มีการปรับตามการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติเช่นเดียวกัน ที่ผ่านมาราคาก๊าซธรรมชาติจะค่อนข้างคงที่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงประมาณร้อยละ 3-5 ต่อปี ในขณะที่สูตรปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติจะเปลี่ยนแปลงเฉลี่ยประมาณร้อยละ 3 ต่อปี เพียงแต่ไม่ได้มีการปรับทุกเดือนเหมือนเช่นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จาก กฟผ. ดังนั้นความเสี่ยงจากความผันแปรของราคาวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของบริษัทถือว่าอยู่ในเกณฑ์ต่ำเนื่องจากได้รับการชดเชยจากการปรับปรุงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้กล่าวมา

### 1.2.4 ความเสี่ยงที่เกิดจากการที่กลุ่มสหพัฒน์มีอำนาจควบคุมทั้งหมด

เนื่องจากในปัจจุบันผู้ถือหุ้นส่วนใหญ่ของบริษัทเป็นบริษัท ผู้บริหารและพนักงานของบริษัทต่างๆ ในกลุ่มสหพัฒน์ ทำให้กลุ่มสหพัฒน์มีอำนาจควบคุมในบริษัททั้งหมด ไม่มีการถ่วงดุลอำนาจจากผู้ถือหุ้นกลุ่มอื่น

## 1.3 ความเสี่ยงด้านการเงิน

### 1.3.1 ความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยน

ในการดำเนินงานที่ผ่านมาการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนจะส่งผลกระทบต่อฐานะการเงินของบริษัทในส่วนของค่าใช้จ่ายค่าเงินกู้ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานส่วนที่เป็นเงินตราต่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วย ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา และดอกเบี้ยจ่าย และภาระเงินกู้ที่ยังไม่ถึงกำหนดชำระ

อย่างไรก็ตาม นับตั้งแต่วันที่ 30 มิถุนายน 2546 เป็นต้นมา หนี้สกุลเงินสหรัฐอเมริกาทั้งหมด 23,302 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกาของบริษัทได้ถูกแปลงเป็นหนี้สกุลเงินบาท ทำให้บริษัทไม่มีความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนในส่วนที่เกิดจากภาระเงินกู้และดอกเบี้ยจ่าย ดังนั้น ในปัจจุบันผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนต่อรายจ่ายของบริษัทคงเหลือเฉพาะส่วนหนึ่งของค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษาที่เป็นสกุลเงินสหรัฐอเมริกาซึ่งคิดเป็นเพียงร้อยละ 1.504 ของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมด

ในส่วนของรายได้จะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเฉพาะในส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้าที่เรียกเก็บจาก กฟผ. โดยที่ร้อยละ 80 ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะแปรตามอัตราแลกเปลี่ยนของสกุลเงินสหรัฐอเมริกา อย่างไรก็ตามเนื่องจากรายได้ในส่วนของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 22-23 ของรายได้รวม ดังนั้นผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนต่อรายได้รวม จึงอยู่ในเกณฑ์ที่ต่ำ โดยการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนทุกๆ 1 บาท จะส่งผลกระทบต่อรายได้ของบริษัทประมาณ 805,000 บาทต่อเดือน หรือคิดเป็นร้อยละ 0.70 ของรายได้รวม

### 1.3.2 ความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ย

ในช่วงการดำเนินการที่ผ่านมา ผลประกอบการของบริษัทได้รับผลกระทบโดยตรงจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ย เนื่องจากเงินกู้สกุลบาทและเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐอเมริกาของบริษัทมีอัตราดอกเบี้ยลอยตัว และบริษัทมิได้ทำสัญญาเพื่อป้องกันความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ยลอยตัวเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ (Interest Rate Swap) อย่างไรก็ตาม บริษัทได้ดำเนินการชำระคืนเงินกู้ยืมจากกลุ่มเจ้าหนี้สถาบันการเงินเดิมล่วงหน้าทั้งจำนวน และทำสัญญาเงินกู้กับเจ้าหนี้สถาบันการเงินใหม่ โดยได้มีการเปลี่ยนจากเงินกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเป็นเงินบาททั้งหมด และได้บรรลุข้อตกลงที่จะมีการปรับลดอัตราดอกเบี้ยลง สัญญาดังกล่าวมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 30 มิถุนายน 2546 เป็นต้นมา โดยเงินกู้สกุลบาทได้มีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยคงที่ในช่วง 3 ปีแรก หลังจากนั้นจึงกำหนดเป็นอัตราดอกเบี้ยลอยตัว โดยสามารถสรุปอัตราดอกเบี้ยได้ดังนี้

ปี	อัตราดอกเบี้ย
ปีที่ 1 - 3	ร้อยละ 3.625
ปีที่ 4 - 7	MLR - ร้อยละ 2.0
ปีที่ 8 - 13	MLR - ร้อยละ 1.5

เงื่อนไขอัตราดอกเบี้ยใหม่ช่วยให้บริษัทไม่มีความเสี่ยงในเรื่องความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมเป็นระยะเวลา 3 ปี

### 1.3.3 ความเสี่ยงในการผันผวนของกำไรจากการดำเนินงานอันเนื่องมาจากค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา

โดยปกติในแต่ละปีบริษัทจะมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาทั่วไป (Routine Maintenance Costs) อยู่ในวงเงินประมาณปีละ 40-50 ล้านบาท และหลังจากการเดินเครื่องครบ 25,000 ชั่วโมง (ประมาณ 3 ปี) บริษัทจะมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ (Major Maintenance Costs) ซึ่งมีค่าใช้จ่ายอยู่ในวงเงินประมาณ 60 ล้านบาทต่อครั้งต่อเครื่อง นอกจากนี้เมื่อชั่วโมงการเดินเครื่องครบ 50,000 ชั่วโมง (ประมาณ 6 ปี) บริษัทจะมีค่าใช้จ่ายในการซ่อมใหญ่ (Major Overhaul Costs) ซึ่งถือเป็นค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาที่ใช้วงเงินมากที่สุดคือประมาณ 130 ล้านบาทต่อครั้งต่อเครื่อง นอกจากนี้ ในแต่ละปีบริษัทยังอาจมีค่าใช้จ่ายในการซ่อมชิ้นส่วนอุปกรณ์ต่างๆ ที่เสียหาย ซึ่งไม่ได้มีการวางแผนล่วงหน้าไว้ (Unplanned Maintenance) โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้จะไม่สามารถระบุงบประมาณเบื้องต้นได้ จำนวนค่าใช้จ่ายจะขึ้นอยู่กับความเสียหายที่เกิดขึ้นจริงในแต่ละปี (รายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา ตามข้อ 3.4.5 หน้า 25)

บริษัทตระหนักถึงผลกระทบต่อการผลิตและรายได้บริษัทจากการหยุดการเดินเครื่องในช่วงการบำรุงรักษา จึงได้มีการออกแบบโรงไฟฟ้าให้มีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สหลัก (Gas Turbine) หลายชุด และสามารถถอดซ่อมโดยใช้เครื่องสำรองเข้าติดตั้งใช้งานแทนผลกระทบต่อการผลิตและรายได้จึงเกิดขึ้นเฉพาะช่วงสับเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊สซึ่งใช้เวลาประมาณ 3 วัน

ตามหลักการบัญชีค่าบำรุงรักษาครั้งใหญ่และค่าซ่อมใหญ่จะถูกบันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงวดบัญชีที่เกิดรายการทั้งจำนวน ทำให้ส่งผลกระทบต่ออย่างมากต่อค่าใช้จ่ายในปีที่เกิดรายการ ซึ่งบริษัทได้ตระหนักถึงปัญหานี้ จึงได้มีการวางแผนกำหนดตารางชั่วโมงการเดินเครื่องให้เหมาะสมเพื่อให้กำหนดเวลาการบำรุงรักษาครั้งใหญ่หรือการซ่อมใหญ่ของเครื่องจักรและอุปกรณ์แต่ละชุดสลับกันไปและอยู่ในคนละปีงบประมาณ ซึ่งช่วยลดผลกระทบทางด้านค่าใช้จ่ายได้

สำหรับแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัทรวมทั้งงบประมาณค่าใช้จ่ายในช่วงปี 2546-2551 สามารถดูรายละเอียดได้ที่หัวข้อ 3.4.5 ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

จากการที่การบำรุงรักษาครั้งใหญ่และการซ่อมใหญ่ต้องใช้เงินในแต่ละครั้งสูงมาก บริษัทจึงได้มีการจัดสรรเงินสดที่ได้จากการดำเนินงานในแต่ละปีเข้าไปในบัญชีสำรองเพื่อการบำรุงรักษา (Maintenance Reserve Account) เพื่อเป็นหลักประกันว่าบริษัทจะมีเงินสดเพียงพอเพื่อใช้ในการบำรุงรักษาครั้งใหญ่และการซ่อมใหญ่ในแต่ละครั้ง และไม่ส่งผลกระทบต่อกระแสเงินสดของบริษัท

### 1.4 ความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงกฎหมาย ข้อบังคับ และนโยบายของภาครัฐบาล

ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างบริษัทกับ กฟผ. ได้ระบุเงื่อนไขในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงทางกฎหมายที่ทำให้บริษัทต้องแก้ไขปรับปรุงโรงไฟฟ้าในประการสำคัญ หรือทำให้บริษัทต้องแก้ไขปรับปรุงในด้านอื่นซึ่งเกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าหรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าของบริษัท ซึ่งมีผลกระทบต่ออย่างรุนแรงต่อค่าใช้จ่ายหรือรายได้ของบริษัท (รวมถึงที่เกี่ยวกับภาษีด้วย) ว่าให้บริษัทเสนอรายละเอียดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการแก้ไขปรับปรุงนั้น ตามแต่ที่ กฟผ. ร้องขอตามสมควร เพื่อให้ กฟผ. รวบรวมผลกระทบของบริษัทต่างๆ นำเสนอสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน พิจารณา ดังนั้น บริษัทอาจมีความเสี่ยงเกิดขึ้นได้ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงกฎหมาย ข้อบังคับ และนโยบายของภาครัฐบาลเกิดขึ้น แต่สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานพิจารณาว่าจะไม่จ่ายค่าชดเชยให้กับบริษัท

ส่วนสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำกับ SPI ได้ระบุเงื่อนไขว่าบริษัทและ SPI จะร่วมมือกันในการแก้ปัญหาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นหากมีการเปลี่ยนแปลงกฎหมาย ข้อบังคับ และนโยบายของภาครัฐบาล โดยจะร่วมมือกันปรับปรุงเงื่อนไขบางอย่างในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไอน้ำเพื่อให้ทั้งบริษัทและ SPI สามารถปฏิบัติตามสัญญาต่อไปได้ อย่างไรก็ตาม การปรับปรุงเงื่อนไขในสัญญาดังกล่าวจะไม่เป็นเหตุทำให้ SPI ไม่รับผิดชอบในการชำระค่าสินค้าขั้นต่ำให้กับบริษัท ทำให้บริษัทมีความเสี่ยงในเรื่องนี้ค่อนข้างต่ำ

### 1.5 ความเสี่ยงด้านปัญหาสิ่งแวดล้อม

นับตั้งแต่เริ่มดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้า บริษัทให้ความสำคัญกับคุณภาพสิ่งแวดล้อมและได้ทำการตรวจติดตามคุณภาพสิ่งแวดล้อมอันอาจมีผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าของบริษัทอย่างต่อเนื่อง จนส่งผลให้โรงไฟฟ้าของบริษัทได้รับรางวัล “สถานประกอบการที่ปฏิบัติตามมาตรฐานลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามข้อกำหนดรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมดีเด่น โครงการประเภทโรงไฟฟ้า ประจำปี พ.ศ. 2543” เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2543 จากสำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม กระทรวงวิทยาศาสตร์ เทคโนโลยีและสิ่งแวดล้อม และได้รับการรับรองระบบคุณภาพตามมาตรฐาน ISO 14001 จาก สถาบันสิ่งแวดล้อมไทย (Thailand Environment Institute) เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2545

จากรายงานการติดตามมาตรฐานลดผลกระทบและติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของบริษัท ซึ่งจัดทำโดยบริษัท อีสเทิร์น ไทยคอนซัลติ้ง 1992 จำกัด นำเสนอต่อสำนักงานนโยบายและสิ่งแวดล้อม สำนักงานอุตสาหกรรม จังหวัดชลบุรีเป็นประจำทุก 6 เดือน ไม่ได้ระบุว่าบริษัทมีปัญหาสิ่งแวดล้อมที่เป็นสาระสำคัญที่อาจเป็นเหตุทำให้การปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าของบริษัทต้องหยุดชะงัก หรืออาจมีเหตุต้องเสียค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงคุณภาพของสิ่งแวดล้อมสูง

การที่บริษัทมีมาตรการป้องกันผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ดีอย่างต่อเนื่อง และการว่าจ้างบุคลากรที่มีความชำนาญในการบริหารงานโครงการโรงไฟฟ้า ทำให้บริษัทไม่มีความเสี่ยงด้านปัญหาสิ่งแวดล้อม