188244

ปัญหาการจัดกำหนดการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความสลับซับซ้อน เพราะมีเงื่อนไขจำกัดร่วมกันทางน้ำและทางไฟฟ้า และยังแสดงถึงความยากลำบากในการประสานสัมพันธ์ระหว่างแผนการระบายน้ำเพื่อการชลประทานและแผนการผลิตกระแสไฟฟ้า วิทยานิพนธ์นี้จึงได้เสนอกระบวนการจัดกำหนดการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังน้ำที่เหมาะที่สุดสำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล โดยประยุกต์ใช้การแก้ปัญหาการส่งจ่ายไฟฟ้าแบบประหยัดและการกำหนดสถานะหน่วยผลิตไฟฟ้า กลยุทธ์หลักคือ (1) พิจารณาว่าน้ำต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเทียบเท่ากับต้นทุนเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และ (2) ประเมินมูลค่าน้ำที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากต้นทุนเชื้อเพลิงที่หลีกเลี่ยงได้ ซึ่งสามารถหาได้จากผลเฉลยของปัญหาการจัดกำหนดการผลิตกระแสไฟฟ้าที่พิจารณาเฉพาะต้นทุนเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและต้นทุนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและจากต่างประเทศ โดยตัดกำลังผลิตของไฟฟ้าพลังน้ำออกจากการพิจารณา

วิทยานิพนธ์นี้ได้เสนอว่าต้นทุนดำเนินงานของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำประกอบด้วยต้นทุนน้ำ ต้นทุนเดินเครื่อง และต้นทุนบำรุงรักษา ต้นทุนน้ำของแต่ละหน่วยผลิตสามารถคำนวณจากแผนภาพฮิลล์ต้นแบบของกังหันน้ำ โดยแสดงปริมาณน้ำระบายให้อยู่ในรูปฟังก์ชันกำลังสองของกำลังไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีชุดฟังก์ชันต้นทุนน้ำหลายชุดซึ่งแปรค่าตามหัวน้ำ ดังนั้นปริมาณน้ำระบายจะมีค่าต่ำสุดเมื่อรักษากังหันน้ำให้ทำงาน ณ จุดที่มีประสิทธิภาพสูงสุด

ปัญหาการจัดกำหนดการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำถูกกำหนดเป็นปัญหาการหาค่าเหมาะที่สุดแบบไม่เป็นเชิงเส้น และหาผลเฉลยได้โดยประยุกต์วิธีใช้ปรับค่า

ตัวคูณลากรองจ์ ฟังก์ชันเป้าหมายมี 2 แบบคือ เพื่อให้มีปริมาณน้ำระบายน้อยที่สุดและเพื่อให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด เงื่อนไขจำกัดที่เท่ากันได้แก่ สมดุลกำลังไฟฟ้า สมดุลพลังงานไฟฟ้าและสมดุลน้ำระบายในแต่ละชั่วโมง เงื่อนไขจำกัดที่ไม่เท่ากันได้แก่ ขีดจำกัดกำลังผลิตไฟฟ้า ขีดจำกัดอัตราน้ำไหลผ่านกังหัน และขีดจำกัดปริมาณน้ำกักเก็บ ส่วนปริมาณน้ำที่ไม่ไหลผ่านกังหันถูกตัดออกจากการพิจารณา ขั้นตอนวิธีหาผลเฉลยที่เสนอได้ถูกทดสอบกับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพลในปี พ.ศ. 2547

ผลการจำลองแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกรักษาชั่วโมงทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าตามแผนการผลิตจริง เมื่อต้องการให้มีปริมาณน้ำระบายน้อยที่สุด โดยยังคงรักษาพลังงานไฟฟ้าตามแผนการผลิตจริง ปรากฏว่าสามารถประหยัดน้ำได้ 63.62 ล้าน ลบ.ม. ต่อปี คิดเป็นร้อยละ 1.39 ของปริมาณน้ำระบายตามแผนการผลิตจริง และเมื่อต้องการให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด โดยยังคงรักษาปริมาณน้ำระบายตามแผนการผลิตจริง ปรากฏว่าสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น 15,313.01 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นร้อยละ 1.37 ของพลังงานไฟฟ้าตามแผนการผลิตจริง ส่วนที่สองไม่ได้รักษาชั่วโมงทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าตามแผนการผลิตจริง แต่จัดลำดับการผลิตตามประสิทธิภาพของกังหันน้ำ เมื่อต้องการให้มีปริมาณน้ำระบายน้อยที่สุด โดยยังคงรักษาพลังงานไฟฟ้าตามแผนการผลิตจริง ปรากฏว่าสามารถประหยัดน้ำได้ 104.82 ล้าน ลบ.ม. ต่อปี คิดเป็นร้อยละ 2.28 ของปริมาณน้ำระบายตามแผนการผลิตจริง และเมื่อต้องการให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุด โดยยังคงรักษาปริมาณน้ำระบายตามแผนการผลิตจริง ปรากฏว่าสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น 25,641.68 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี คิดเป็นร้อยละ 2.38 ของพลังงานไฟฟ้าตามแผนการผลิตจริง

ผลจากการใช้ฟังก์ชันกำลังสองในการคำนวณปรากฏว่า ปริมาณน้ำระบายจริงและที่คำนวณได้ต่างกันเฉลี่ยวันละ 0.42 ล้าน ลบ.ม. ปริมาณน้ำระบายที่คำนวณได้ในปี พ.ศ. 2547 น้อยกว่าปริมาณน้ำระบายจริง 154.51 ล้าน ลบ.ม. คิดเป็นร้อยละ 3.26

ต้นทุนเชื้อเพลิงที่หลีกเลี่ยงได้ถูกคำนวณจากข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยคิดให้อยู่ในรูปของต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยและต้นทุนเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายในแต่ละชั่วโมง ต้นทุนเฉลี่ยและต้นทุนหน่วยสุดท้ายแบบถ่วงน้ำหนักถูกนิยามขึ้นเพื่อสะท้อนการแปรผันของความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดตามเวลา ผลการคำนวณพบว่าต้นทุนเชื้อเพลิงเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักและต้นทุนเชื้อเพลิงหน่วยสุดท้ายแบบถ่วงน้ำหนักในปี พ.ศ. 2547 มีค่าเท่ากับ 1.2963 และ 1.7988 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับ เมื่อกำหนดอัตราการใช้น้ำผลิตกระแสไฟฟ้าในหน่วยลูกบาศก์เมตรต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงแล้วก็จะสามารถประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในหน่วยบาทต่อลูกบาศก์เมตรได้

Hydropower scheduling problem is complicated because it has both hydraulic and electric constraints. The problem also presents a coordination difficulty between irrigation and electricity generation plans. This thesis proposes a hydropower scheduling procedure, applied from economic dispatch and unit commitment problems, to determine optimal electricity generation for the Bhumibol hydro power plant. The key strategies are to (1) consider water supply of hydro power plant equivalent to fuel cost of thermal power plant and (2) evaluate the water value obtained from hydroelectricity generation based on avoidable fuel cost. The avoidable fuel cost can be determined from solving generation scheduling problem considering only power generation from thermal plants as well as purchases and contracts from power suppliers, without hydroelectricity generation.

It is proposed that the operation costs of hydroelectricity generation comprise of cost of water supply, start-up cost, and maintenance cost. The water cost of each generating unit was calculated from its prototype hill diagram by representing water discharge as a quadratic function of power output. The hydro power plant has multiple sets of cost functions to account for variable heads. As a result, the water discharge can be minimized by maintaining a hydro turbine to operate at its maximum conversion efficiency.

The hydropower scheduling was formulated as a nonlinear optimization problem and solved by using the modified lambda-iteration method. Two objective functions were considered, i.e., to minimize water discharge and to maximize energy generation. The equality constraints are hourly power and energy balances as well as hourly water discharges. The inequality constraints are generation capacity limits, turbine flow limits, and reservoir volume limits. Water spillage was neglected. The proposed solution algorithm was successfully implemented by using the hourly load and generation data of the Bhumibol hydro power plant in the year 2004.

The simulation results may be divided into two sections. To maintain runtime of each generating unit, the first section keeps unit status in each hour as reported in the actual scheduling plan. By minimizing water discharge and maintaining energy generation as reported in the actual scheduling plan, the total water savings over the year were 63.63 million cubic meters, which is equivalent to 1.39 percent of annual water release. On the other hand, by maximizing energy

generation and maintaining water discharge as reported in the actual scheduling plan, the total energy surpluses over the year were 15,313.01 megawatt-hours, which is equivalent to 1.37 percent of annual energy production. The second section neglects runtime of each generating unit and sets dispatch order based on its conversion efficiency. By minimizing water discharge and maintaining energy generation as reported in the actual scheduling plan, the total water savings over the year were 104.82 million cubic meters, which is equivalent to 2.28 percent of annual water release. On the other hand, by maximizing energy generation and maintaining water discharge as reported in the actual scheduling plan, the total energy surpluses over the year were 25,641.68 megawatt-hours, which is equivalent to 2.38 percent of annual energy production.

By using the quadratic cost functions, the daily average difference between actual and calculated water discharges was 0.42 million cubic meters. The calculated water discharges over the year 2004 was less than the actual discharges by 154.51 million cubic meters (3.26 percent).

To calculate the avoidable fuel cost, the hourly generation scheduling solutions of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) were determined and the hourly average and marginal fuel costs were calculated. The weighted average and marginal costs were then defined and calculated to reflect hourly demand variation. It was found that the weighted average and marginal fuel costs in the year 2004 were 1.2963 and 1.7988 Baht/kilowatt-hour, respectively. Given a water rate of hydroelectricity generation in cubic meters/kilowatt-hour, the economic value of hydroelectricity in unit of Baht/cubic meter can be evaluated accordingly.