209855

นโยบายมาตรฐานพลังงานหมุนเวียนได้ถูกบังคับใช้กับผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อกระตุ้นให้เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน นโยบายนี้กำหนดให้มีระดับหรือร้อยละของกำลังผลิตขั้นต่ำหรือยอดขายไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน นโยบายนี้ยอมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าซื้อขายภาระผูกพันดังกล่าวโดยอาจซื้อพลังงานทดแทนจากผู้ผลิตรายอื่นหรือซื้อเครดิตที่มีขายกันอยู่ก็ได้ ในงานวิจัยนี้ สมมติให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) สนับสนุนนโยบายดังกล่าวใน 2 รูปแบบ ในระหว่างปี พ.ศ. 2550-2564 กฟผ. จะเพิ่มกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนโดยการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก โดยอ้างอิงจากกำลังผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่เพิ่มขึ้นใหม่หรือการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปี กำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนถูกจำกัดอยู่ที่เทคโนโลยีการผลิตจากชีวมวล ขยะชุมชน พลังน้ำขนาดเล็ก พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ รูปแบบกำลังผลิตไฟฟ้าอ้างอิงจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่เผยแพร่ในปี พ.ศ. 2550 ต้นทุนเชื้อเพลิงและข้อมูลอัตราความร้อนถูกประมาณจากข้อมูลในอดีต สมมติให้ราคาเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากเทคนิคอนุกรมเวลา ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้มาจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงได้จากการประมาณเส้นโค้งระยะเวลาโหลดในปี พ.ศ. 2549 โหลดรายชั่วโมงแบ่งออกเป็นช่วงฐาน ช่วงกลาง และช่วงสูงสุด การจำลองสถานการณ์เชิงจำนวนสำหรับต้นทุนดำเนินงานรายชั่วโมงอยู่ในรูปของปัญหาการกำหนดสถานะหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบจำลองที่เหมาะที่สุดของปัญหาถูกจัดให้อยู่ในรูปของกำหนดการจำนวนเต็มแบบผสม และหาตอบโดยใช้ชุดแก้ปัญหาที่มีชื่อว่า XPRESS ซึ่งอยู่ในโปรแกรม General Algebraic Modeling System (GAMS) ได้มีการกำหนดรูปแบบการผลิต 3 รูปแบบด้วยกันคือ กำหนดให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าเท่ากับร้อยละ 10 15 และ 20 โดยในแต่ละรูปแบบ กำลังผลิตของพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นและต้นทุนดำเนินงานคำนวณได้จาก 6 ทางเลือกด้วยกัน กล่าวคือ กำลังผลิตของพลังงานหมุนเวียนถูกกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 1 3 หรือ 5 ของกำลังผลิตของเชื้อเพลิงฟอสซิลที่เพิ่มขึ้น หรือกำลังผลิตของพลังงานหมุนเวียนถูกกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 0.1 0.3 หรือ 0.5 ของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปี ผลการทดสอบถูกแสดงให้อยู่ในรูปของผลต่างต้นทุนดำเนินงานของแต่ละทางเลือกเมื่อเทียบกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ABSTRACT

209855

A Renewable Portfolio Standard (RPS) policy has been imposed on electric utilities to stimulate an increase in the use of renewable resources to generate electricity. The policy sets a minimum level or percentage of generation capacity or electricity sales that must be taken from renewable energy resources. The policy also allows electric utilities to trade for this renewable obligation by means of purchasing renewable energy from others or purchasing only renewable credits sold separately. In this work, the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) is assumed to implement the RPS policy under two criteria. From 2007-2021, the EGAT is required to add renewable capacities into the generation portfolio, by purchasing electricity from very small and small power producers, based on either a percentage of the new fossil-fuelled capacity additions or a percentage of the forecasted annual peak demands. The renewable capacity is restricted to biomass, municipal solid waste, small hydro, wind, and photovoltaic generation technologies. The generation capacity portfolio is referred to the Power Development Plan (PDP) issued in the year 2007. The fuel costs and heat rate data are estimated from historical data. The fuel price escalation is assumed to be 3% per annum. The purchasing prices from power producers can be calculated by using time series forecasting technique. The forecasted peak load data are taken from the Energy Policy and Planning Office and the hourly peak load data are then estimated from the load duration curve of the year 2006. The hourly loads are divided into base-, intermediate-, and peak-load periods. Numerical simulations for hourly operating costs are performed using the unit commitment (UC) problem. The optimization model of the problem is formulated as a mixed-integer programming (MIP) problem and solved by using the XPRESS solver available from the General Algebraic Modeling System (GAMS). Three generation scenarios are considered, i.e. the generation reserve margin is set to be 10%, 15%, or 20%. In each scenario, the renewable capacity additions and operating costs are calculated with respect to six policy options. The renewable capacity is set to be 1%, 3%, or 5% of new fossil-fuelled capacity additions. Alternatively, the renewable capacity is set to be 0.1%, 0.3%, or 0.5% of forecasted annual peak demands. The results are shown in terms of operating cost differences between each option and the PDP plan.