



The EECON-30 Conference Joins the Eightieth Birthday Anniversary

Celebration of His Majesty the King Bhumibol Adulyadej

# 30<sup>th</sup> Electrical Engineering Conference

## การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 30

หนังสือรวมบทความของบทความที่น่าสนใจในการประชุม

- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
- โฟโตนิกส์ (PH)
- คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
- การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล (DS)
- อิเล็กทรอนิกส์ (EL)
- ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
- ระบบควบคุมและการวัดคุม (CT)
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี  
KING MONGKUT'S UNIVERSITY OF TECHNOLOGY THONBURI

โดย ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และโทรคมนาคม  
ภาควิชาวิศวกรรมระบบควบคุมและเครื่องมือวัด ภาควิชาวิศวกรรมคอมพิวเตอร์  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ณ โรงแรมเพล็กซ์ ริเวอร์แคว รีสอร์ท กาญจนบุรี  
25 - 26 ตุลาคม 2550



FACULTY OF ENGINEERING  
**KMUTT**  
**EECON - 30**



คณะกรรมการจัดงานประชุม  
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า  
ครั้งที่ 30 ประจำปี 2550



## คณะกรรมการ

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 30 ประจำปี พ.ศ. 2550



### ประธานกรรมการ

รศ.ดร.โกสินทร์ จ่านงไทย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

### กรรมการ

อ.บุญช่วย	ทรัพย์มันชัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ผศ.ดร.ศิริโรจน์	สิริสุขประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผศ.วิญญู	แสวงสินกสิกิจ	มหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต
ดร.กิตติพงษ์	มีสวาสดี	มหาวิทยาลัยขอนแก่น
อ.ยศนัย	ศรีอุทัยศิริวงศ์	มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
ดร.ศุภกิตติ์	โชติโก	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.เผ่าภัก	ศิริสุข	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
อ.ศิริชัย	แดงएम	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ดร.พระระพีพัฒน์	ภาสบุตร	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
รศ.ดร.ศุภชัย	ไพบุลย์	มหาวิทยาลัยมหิดล
รศ.เวคิน	ปิยรัตน์	มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
อ.มงคล	แซ่เจ็ย	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
ผศ.ดร.สุพัฒน์	กิตติรัตน์สังจา	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รศ.ดร.วรา	วราวิทย์	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ผศ.ดร.ชัยวัฒน์	อุตตมากร	มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์
ผศ.บุญเลิศ	สี่อเฉย	มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์
อ.สมชาย	บุญญนรินทร์	มหาวิทยาลัยรังสิต
อ.โสภา	แซ่เฮ็ง	มหาวิทยาลัยธนบุรี
ดร.วันชัย	ฉิมฉวี	มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย
ดร.ธนพัฒน์	สิทธิธรรมวัตติ	มหาวิทยาลัยสยาม
ผศ.ดร.เกียรติ	ชยะกุลคีรี	มหาวิทยาลัยศรีปทุม



## คณะกรรมการ

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 30 ประจำปี พ.ศ. 2550



### กรรมการสมทบ

ดร.ณัฐภพ	นันทิพัฒน์	มหาวิทยาลัยกรุงเทพ
ผศ.ปรีชา	สาครรงค์	มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต
อ.ยิ่งรักษ์	อรรถเวชกุล	มหาวิทยาลัยราชธานี
ดร.เกียรติศักดิ์	ศรีพิมานวัฒน์	ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ
อ.คมสันต์	คาโรจน์	มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี
ดร.สมพร	เรืองสินชัยวานิช	มหาวิทยาลัยนเรศวร

### เลขานุการ

ดร.ศุภกิตต์	โชติโก	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
-------------	--------	---------------------------------------

### ผู้ช่วยเลขานุการ

รศ.ดร.เรืองรอง	สุลีสถิระ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
----------------	-----------	---------------------------------------

### กรรมการที่ปรึกษา

รศ.ดร.เอก	ไชยสวัสดิ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.ปิยะบุตร	วานิชพงษ์พันธุ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.อุดมศักดิ์	ยังยืน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.ภาณุทัต	บุญประมุข	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
รศ.ดร.สุเทพ	มาดาร์สมิ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.วุฒิชัย	อัครวินชัยโชติ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

วันพฤหัสบดีที่ 25 ตุลาคม 2550 เวลา 14:50 น. – 16:50 น.

ห้อง : Emerald

ประธานกลุ่มย่อย : ดร. บุญยัง ปลั่งกลาง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

**PW-31** เวลา 14:50-15:10 น.

**Transmission Pricing for Enhanced Single Buyer Model in the Thai Electricity Supply Industry**

*Cattareeya Adsoongnoen Weerakorn Ongsakul Thanapong Suwanasri*

“This paper proposes a transmission pricing for the Enhanced Single Buyer model in the Thai Electricity Supply Industry. The transmission pricing comprises three components; Transmission Use-of-System charge (TUoS), connection charge, and common service charge. The original TUoS charge is a uniform tariff for each voltage level. It does not send incentive signal to the transmission users depending on system usage and congestion. The sensitivity method is proposed to deliver the incentive signal to the users by multiplying the original TUoS tariff with the nodal sensitivity index for each connecting point. Both, active and reactive power are taken into consideration by analyzing MVA-flow via the transmission lines. The Thai 424-bus power system demonstrates the method exemplarily.”

**PW-32** เวลา 15:10-15:30 น.

**การประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า**

*ฉัฐพล ศาภิคุณ ฤกษ์ศ อุคมวงศ์เสรี*

“ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า (Total Transfer Capability, TTC) เป็นดัชนีที่บ่งบอกถึงขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งผ่านระบบไฟฟ้ากำลังโดยที่ระบบยังคงทำงานเป็นปกติและไม่ละเมิดขีดจำกัดใดๆ จนถึงปัจจุบันมีงานวิจัยที่นำเสนอวิธีการคำนวณค่า TTC เป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ตามวิธีการเหล่านั้นมีข้อจำกัดที่ต้องอาศัยเวลาในการคำนวณค่อนข้างมากบทความนี้ นำเสนอวิธีการคำนวณหาค่า TTC ด้วยวิธี Two-Step ซึ่งแบ่งการคำนวณออกเป็นสองขั้นตอนหลักคือ ขั้นตอนแรก เป็นการคำนวณขีดจำกัดของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ต่อจาก นั้น จะนำขีดจำกัดที่คำนวณได้ไปใช้ในการคำนวณค่า TTC อย่างละเอียดในขั้นตอนที่สองต่อไป เมื่อทำการทดลองใช้วิธีการที่นำเสนอกับระบบไฟฟ้ามาตรฐาน 4 บัส 9 บัส 14 บัส และ IEEE-118 บัส ปรากฏว่า ผลลัพธ์ที่ได้เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการดั้งเดิม เป็นที่น่าพอใจ”

**PW-33** เวลา 15:30-15:50 น.

**Distributed Slack Bus Power Flow Part I: Mathematical Model and Framework**

*Keerati Chayakulkheeree Wichit Kleaursuk Punyarak Khamklar Worapong Pirindra*

“This paper presents the mathematical model and test example of distributed slack bus power flow (DSPF) program. The method can diversify the power imbalance to voltage controlled buses in the system via participation factor. Therefore, the automatic generation controls (AGC) of the generators can be incorporated in this power flow model. The DSPF is tested with the IEEE 30 bus system. Numerical results shown that the method can effectively represent the generation control characteristics to the power flow model and potentially be applied to the overcoming competitive electricity supply industry.”

**PW-34** เวลา 15:50-16:10 น.

**Distributed Slack Bus Power Flow Part II: Prospect and Challenge for Competitive Environments**

*Keerati Chayakulkheeree Nimit Boonpirom Pasawee Srimood Prakit Liengpradis*

“This paper introduces an application of distributed slack bus power flow to competitive electricity supply industry (ESI). The participation factors of the generators are obtained by the weighted average of AGC accepted quantities in the ancillary services market. The results shows that the proposed method can satisfactory represent the system behavior that all generators are response to power imbalance. In addition, the proposed method results in the better justified AGC setting in competitive electricity market than that of using single slack bus power flow.”

**PW-35** เวลา 16:10-16:30 น.

**An Investigation Study on Fuzzy Line Flow Limit Constraints in Competitive Electricity Markets**

*Keerati Chayakulkheeree Kasidaj TipamornwivatEakararat Plunoi ChairatWisutirat*

*Paradorn Raungkool*

“In this paper, the fuzzy set theory is applied to model the soft constraint limits. The fuzzy constrained optimal dispatch is formulated as a fuzzy optimization problem and converted into a crisp optimization problem. An efficient successive linear programming method is then modified to solve the new problem. Numerical test results on IEEE 30-bus system show that the fuzzy constrained method could give a good trade-off between reducing generation cost and satisfying constraints, and produce more realistic generation schedules when a feasible solution cannot be obtained by using the crisp OPF.”

**PW-36** เวลา 16:30-16:50 น.

**การจัดสรรกำลังการผลิตที่เหมาะสมโดยไม่มีขึ้นกับข้ออ้างของระบบ**

*กรณิ พงษ์คุ้มภัย ฤกษ์ศ อุคมวงศ์เสรี*

“ในปัจจุบันที่ความต้องการไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในขณะที่เชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนหลักก็มีราคาสูงขึ้นเช่นกัน การผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการโดยที่มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุดจึงเป็นปัญหาที่มีความสำคัญอย่างยิ่ง ปัจจุบันมีงานวิจัยจำนวนมากที่ศึกษาเกี่ยวกับเรื่องนี้ อย่างไรก็ตาม วิธีการเหล่านั้นก็มีข้อจำกัดที่ผลการจัดสรรกำลังการผลิตขึ้นกับการเลือกข้ออ้างของระบบ ต้นทุนของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบดังกล่าวนั้น ผลเฉลยที่ได้จากวิธีดังกล่าวยังไม่อาจเรียกได้ว่าเป็นผลการจัดสรรกำลังที่เหมาะสมมากที่สุดจริง บทความนี้จะนำเสนอวิธีการจัดสรรกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมโดยที่ผลเฉลยที่ได้จะไม่ขึ้นอยู่กับการเลือกข้ออ้างของระบบ ซึ่งเราอาจจะสรุปได้ว่าผลการจัดสรรกำลังการผลิตที่ได้จากวิธีการที่นำเสนอนี้เป็นวิธีที่คุ้มค่าและมีต้นทุนต่ำที่สุด”



วันศุกร์ที่ 26 ตุลาคม 2550 เวลา 10:30 น. – 12:10 น.

ห้อง : Emerald

ประธานกลุ่มย่อย : ศศ.ดร. กীরติ ชยะกุลศิริ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

**PW-33** เวลา 10:30-10:50 น.

**การออกแบบและสร้างอินทิเกรเตอร์แบบชดเชยชนิดตัวต้านทานและตัวเก็บประจุหลายชั้น**

ธนากร เทียทอง ธนสิทธิ์ หล่มศิริอนุสรณ์ วัชรพงษ์ ละครคร นฤพนธ์ คีจวิง ธีรวุฒิ พุทธโกวิท นรเศรษฐ พัฒนเดช มณฑล สิวาจินดา ไกรฤกษ์

“บทความนี้ได้นำเสนอวิธีสร้างอินทิเกรเตอร์แบบชดเชยชนิดตัวต้านทานและตัวเก็บประจุแบบหลายชั้น เพื่อใช้ในระบบวัดที่มีการเปลี่ยนแปลงทางเวลาแบบชั่วขณะ ซึ่งความผิดพลาดในการวัดเกิดจากช่วงเวลาบริเวณหางคลื่นมีค่าลดลง ในการทดสอบได้ทำการเปรียบเทียบระหว่างอินทิเกรเตอร์ชนิดตัวต้านทานและตัวเก็บประจุแบบเดิมหรือแบบ 1 ชั้น ด้วยการจำลองแบบด้วยคอมพิวเตอร์กับการทดสอบจริงเมื่ออินทิเกรเตอร์ไปใช้งานร่วมกับขดลวดโรกอฟสกี ผลการทดสอบอินทิเกรเตอร์ที่ทำการออกแบบสร้างขึ้นใหม่มีความผิดพลาดในการวัดเวลาหางคลื่นน้อยกว่า 1 %”

**PW-34** เวลา 10:50-11:10 น.

**ผลของความชื้นต่อการเกิดเบรกความถี่ไฟฟ้า กระแสตรงชั่วฉับในแก๊สแห้ง-ระนาบและแก๊สทรงกลม-กลม**

กิตติศักดิ์ ศรีสวัสดิ์ สุภกิติโชติโก วัชรวุฒิ ขาววนิช

“บทความนี้ได้มีการศึกษาความสัมพันธ์ของผลของความชื้นใน อากาศมีผลกระทบต่ออัตราการเกิดเบรกความถี่ไฟฟ้า กระแสตรงชั่วฉับ ตามมาตรฐาน IEC 60-1 (1989) ที่ซึ่งประเทศไทย บางครั้งมีความชื้น สัมบูรณ์ที่สภาวะความหนาแน่นมาตรฐานหรือ h<sub>0</sub> มีค่าสูงเกินขอบเขตการยอมรับการใช้สมการปรับแก้สภาวะบรรยากาศสำหรับไฟฟ้า กระแสตรงที่ไม่เกิน 13 g/m<sup>3</sup> (อ้างอิงที่ 20°C, 1,013 mbar) เพื่อให้เกิดความชัดเจนจึงได้อ้างอิง แนวทางการศึกษาและขั้นตอนการปฏิบัติต่างๆตามมาตรฐาน IEC 60-1 (1989) การทดสอบได้เลือกวิธีแบบหลายระดับ (Multiple level) เพื่อทดสอบหาค่า แรงดัน U50% ที่ความชื้นต่างๆกัน ตัวนำทดสอบชนิดแก๊สแห้งชนิดแห้ง ปลายแหลม-ระนาบมีระยะแก๊สทดสอบที่ 2, 3, 4, 5 และ 6 cm และตัวนำแก๊ส ทรงกลมเส้นผ่านศูนย์กลาง 5 cm มีระยะแก๊สที่ 1, 1.5, 2 และ 2.4 cm”

**PW-35** เวลา 11:10-11:30 น.

**ผลกระทบจากแรงดันอิมพัลส์น้ำหนักขึ้นต้นต่อคุณสมบัติการฉนวนของน้ำมันหม้อแปลงแรงฤทธิ์ เสนาจิตร ไชยพร หล่อทองคำ**

“บทความฉบับนี้เป็นรายงานการศึกษาผลกระทบจากแรงดันอิมพัลส์น้ำหนักขึ้นต้นต่อคุณสมบัติการฉนวนของน้ำมันหม้อแปลง โดยได้ออกแบบชุดทดสอบ (Test Cell) และใช้เกณฑ์การทดสอบเก็บผลเชิงสถิติตามมาตรฐาน ASTM ทำการทดสอบหาค่าความทนฉนวนน้ำมันหม้อแปลงด้วยชุดอิเล็กโตรด 2 แบบ คือ แบบระนาบ-ระนาบ และ แบบทรงกลม-ทรงกลม ทดสอบเปรียบเทียบด้วยแรงดันอิมพัลส์ไฟฟ้าผ่านมาตรฐาน 1.2/50 μs และแรงดันอิมพัลส์น้ำหนักขึ้นต้นที่ระดับความชื้นน้ำหนักขึ้น 2 ช่วง คือ 2500 – 3000 kV/μs และ 3500 – 4000 kV/μs ผลการทดลองที่ได้แสดงในรูปของค่าแรงดันเบรกความถี่เชิงสถิติและในรูปของกราฟแสดงคุณลักษณะสมบัติแรงดัน-เวลา (v-t curve) ผลที่ได้พบว่าทั้งค่าแรงดันเบรกความถี่และเส้นเขตอิมพัลส์ของน้ำมันหม้อแปลงกรณีทดสอบด้วยแรงดันอิมพัลส์น้ำหนักขึ้นต้นจะมีค่าสูงกว่ากรณีแรงดันอิมพัลส์ไฟฟ้าผ่านมาตรฐาน โดยไม่ขึ้นกับรูปทรงอิเล็กโตรดที่ทดสอบทั้งขั้วบวกและขั้วลบ”

**PW-36** เวลา 11:30-11:50 น.

**การออกแบบและสร้างตัวเก็บประจุมาตรฐานเพื่อใช้ในการวัดแรงดันกระแสระดับ**

**สุชาติ มณฑปใหญ่ เกริก แซ่เลื่อง ฐิติพงษ์ เขียงสุขใส จิรายุ จันทรัฐ วัชรพนธ์ บุญเสมอ**

“บทความนำเสนอ การออกแบบและสร้างตัวเก็บประจุอ็อกไซด์ ทึดัก 17 pF 200kV ซึ่งตัวเก็บประจุที่สร้างขึ้นนี้จะสามารถใช้ในการวัดแรงดันกระแสระดับด้วยหลักการโวลเตจดีไวเดอร์ และหลักการชั่งและโพเทสคิว ในห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูง การออกแบบได้ใช้การจำลองแบบด้วยคอมพิวเตอร์เพื่อช่วยศึกษาพฤติกรรมของสนามไฟฟ้าที่เกิดขึ้นบนตัวเก็บประจุก่อนที่มีการสร้าง และทดลองจริงในห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูงซึ่งให้ผลเป็นที่น่าพอใจ ทั้งในด้านการทดลองความคงทนต่อแรงดันกระแสระดับและอัตราส่วนลดทอนแรงดันที่คงที่ เมื่อใช้ตัวเก็บประจุนี้ในการวัดแรงดันสูงกระแสระดับ”

**PW-37** เวลา 11:50-12:10 น.

**การเปรียบเทียบการตรวจจับสัญญาณการเกิดคิซาร์จบางส่วนโดยอุปกรณ์คาบเกี่ยวกับการใช้สายอากาศที่สร้างขึ้นและสายอากาศมาตรฐาน VHF/UHF**

**ประวิทย์ เพ็ชรผิง มณฑล สิวาจินดา ไกรฤกษ์ นรเศรษฐ พัฒนเดช ธีรวุฒิ พุทธโกวิท**

“บทความวิจัยนี้นำเสนอการตรวจวัดคิซาร์จบางส่วนด้วยสายอากาศมาตรฐานและสายอากาศที่ออกแบบสร้างขึ้นเปรียบเทียบกัน วิธีดั้งเดิม (Conventional method) โดยจำลองวัสดุที่คิดพ่องขึ้น 3 ลักษณะ คือ โครโมนาดีคิซาร์จ คิซาร์จภายใน และคิซาร์จตามผิว แล้วทำการตรวจวัดคิซาร์จบางส่วนที่เกิดขึ้นในห้องปฏิบัติการไฟฟ้าแรงสูง สำหรับ การตรวจวัดด้วยสายอากาศจะทำการตรวจวัดในห้องซีลด์ นำผลที่ได้มาเปรียบเทียบกัน โดยการตรวจวัดแบบดั้งเดิมนั้นขนาดของคิซาร์จบางส่วนจะขึ้นอยู่กับค่าแรงดันที่ป้อน ส่วนมุมเฟสที่เกิดขึ้นจะขึ้นอยู่กับชนิดของความคิดพ่อง ในกรณีการตรวจวัดด้วยสายอากาศมาตรฐานและสายอากาศที่ออกแบบขึ้นนั้นจะมีความสอดคล้องกันกล่าวคือขนาดของสัญญาณจะขึ้นอยู่กับระดับแรงดันทดสอบ ส่วนความถี่ที่เกิดขึ้นของคิซาร์จบางส่วนของการเกิดความคิดพ่องแต่ละชนิดจะแตกต่างกันโดยที่ ค่าความถี่ของโครโมนาดีคิซาร์จปรากฏเด่นชัดภายในช่วงความถี่ 60 MHz ถึง 200 MHz คิซาร์จภายในมีความถี่ตั้งแต่ 40 MHz ถึง 80 MHz และคิซาร์จตามผิวมีช่วงความถี่ที่สามารถตรวจวัดได้ 50 MHz ถึง 100 MHz และช่วงความถี่ 150 MHz ถึง 250 MHz เป็นช่วงความถี่ที่ปรากฏชัดเจน ซึ่งกล่าวในเบื้องต้นได้ว่าสายอากาศที่สร้างขึ้นนี้สามารถตรวจวัดสัญญาณการเกิดคิซาร์จบางส่วนได้”

# Distributed Slack Bus Power Flow

## Part I: Mathematical Model and Framework

Keerati Chayakulkheeree, Wichit Kleaursuk, Punyarak Khamklar, and Worapong Pirindra  
Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Sripatum University, Bangkok, Thailand, E-mail: keerati.ch@spu.ac.th,

### Abstract

This paper presents the mathematical model and test example of distributed slack bus power flow (DSPF) program. The method can diversify the power imbalance to voltage controlled buses in the system via participation factor. Therefore, the automatic generation controls (AGC) of the generators can be incorporated in this power flow model. The DSPF is tested with the IEEE 30 bus system. Numerical results shown that the method can effectively represent the generation control characteristics to the power flow model and potentially be applied to the overcoming competitive electricity supply industry.

**Keywords:** Power Flow Solution, Slack Bus, Automatic Generation Control

### 1. Introduction

Power flow program is a necessary and elementary tool for power system analysis. Without the power flow solutions, the correct information of network steady-state condition can not be received. Power flow techniques involve in most of analysis in power system both operational and planning [1, 2]. In power flow study, the power system is modeled by an electric network and solved for the steady-state powers and voltage at various buses [3]. The direct analysis of the circuit is not possible, as the loads are given in term of complex power rather than impedance and the generators behave more like power source than voltage source [4]. The main information obtained from the power flow study comprises of magnitudes and phase angles of load buses, real and reactive power flow on transmission lines together with power at reference bus.

Conventional methods of steady state load flow analysis using the swing bus concept are based on the assumptions of the entire active power imbalance in the system is met by “only” the generator connected to swing bus and the others generators are operated at constant real power generations. Therefore, the conventional analysis methods may not be able to solve the present power system accurately since it become more complex with unbundling, inter-exchanging power and the emerging electricity supply industry restructurings. The analysis method should recognize these situations [5-7]. In addition, the power flow analysis also shall be able to recognize the frequency deviation with area control error (ACE) regarding to the tie-line flows are not constant as we assume in conventional power flow and the effects of generation characteristics shall also be considered [8-10].

The paper is disaggregated into two parts. In this Part I paper, the mathematical model and test example of distributed slack bus power flow (DSPF) program is presented. This make the model adequate for representing the various control strategies such as generators prime mover response, automatic generation control (AGC). This paper focuses on the AGC secondary control when the power demand is deviated from its initial condition. This method can be applied to present complex power system as well as the overcome deregulated power system. The DSPF is tested with the IEEE 30 bus system. Numerical results shown that the method can effectively represent the generation control characteristics to the power flow model and potentially be applied to the overcoming competitive electricity supply industry. The Part II paper illustrates and discusses the prospect and challenge of applying the DSPF in the competitive power systems environments.

The organization of this paper (Part I) is as follows. Section 2 addressed mathematical model of DSPF. Numerical results on the IEEE 30 bus test system are illustrated in Section 3. Lastly, the conclusion is given.

### 2. Mathematical Model

The generator's prime mover responses and AGC action are included as primary and secondary controls. Active power generation at a bus considered as,

$$P_{Gi} = P_{Gseti} + P_{Gci}, \quad (1)$$

$$P_{Gi}^{max} \geq P_{Gi} \geq P_{Gi}^{min}, \quad (2)$$

where

$P_{Gi}$  is the real power generation of the generator connected to bus  $i$  (MW),

$P_{Gseti}$  is real power schedule at bus  $i$  (MW),

$P_{Gci}$  is real power generation due to primary and secondary control at bus  $i$  (MW),

$$P_{Gci} = -\frac{1}{r_i} \Delta F + \alpha_i \Delta G, \quad (3)$$

$$\sum \alpha_i = 1.00, \quad (4)$$

$$\Delta F = F - F_0, \quad (5)$$

where

$r_i$  is the speed-droop setting on turbine governor in generating plant connected to bus  $i$  (Hz/MW),

$\Delta F$  is steady-state frequency deviation (Hz),

$F$  is actual system frequency (Hz),

- $F_0$  is schedule system frequency (Hz),  
 $\alpha_i$  is participation factor of generator connected to bus  $i$ , and  
 $\Delta G$  is static area control error (MW).  
 In case of power demand deviation,

$$\Delta G = \Delta P_D + B\Delta F, \quad (6)$$

$$\Delta P_D = P_{D0} + B\Delta F, \quad (7)$$

where,

$\Delta P_D$  is total real power demand deviation (MW),

$P_D$  is total real power demand (MW),

$P_{D0}$  is initial total real power demand (MW),

$B$  is bias factor setting of AGC control regulator, constant for area load frequency characteristic (MW/Hz).

In the model either  $\Delta G$  or  $\Delta F$  is selected as the unknown ( $\Delta X$ ). So, the total number of unknowns is  $2NB-NG$ . Considering the complex power balance equations at  $NB$  buses and separating the real and imaginary parts,  $2NB$  number of non-linear equations is obtained [15]. These can then be solved by the application of Newton-Raphson iterative technique. The complex power is,

$$\begin{aligned} S_i &= P_i + jQ_i \\ &= (P_{Gi} - P_{Li}) + j(Q_{Gi} - Q_{Li}) \\ &= (P_{Gwb} + P_{Gci} - P_{Li}) + j(Q_{Gi} - Q_{Li}), \end{aligned} \quad (8)$$

The power balance equations can be expressed as,

$$P_i = \sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{ij}), \quad i=1, \dots, NB, \quad (9)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^{NB} |V_i| |V_j| |y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{ij}), \quad i=1, \dots, NB, \quad (10)$$

where,

$S_i$  is the injected appearance power at bus  $i$  (MVA),

$P_i$  is the injected real power at bus  $i$  (MW),

$Q_i$  is the injected reactive power at bus  $i$  (MVar),

$P_{Li}$  is the real power load at bus  $i$  (MVA),

$Q_{Gi}$  is the reactive power generation at bus  $i$  (MVA), and

$Q_{Li}$  is the reactive power load at bus  $i$  (MVA),

$|V_i|$  is the voltage magnitude of bus  $i$  (V),

$|y_{ij}|$  is the magnitude of the  $y_{ij}$  element of  $Y_{bus}$  (mho),

$\theta_{ij}$  is the angle of the  $y_{ij}$  element of  $Y_{bus}$  (radian), and

$\delta_{ij}$  is the voltage angle difference between bus  $i$  and  $j$  (radian).

In the steady state power flow analysis, considering a system of  $NB$  buses and assuming  $NG$  numbers of voltage controlled buses, the unknowns are,

-  $(NB-1)$  number of voltage phase angle at  $(NB-1)$  buses. More specifically, the generator buses voltage phase angle ( $\delta_{i,reference}$ ,  $i$  is not reference bus) are unknown variables.

-  $(NB-NG)$  number of voltage magnitudes at  $(NB-NG)$  buses. More specifically, the load buses voltage magnitude ( $|V_i|$ ,  $i \in$  load bus) are unknown variables.

Considering the fact that,

- The active power injected at a bus does not change significantly for a small change in the magnitude of bus voltage. The corresponding sensitivity coefficients are neglected.

- The reactive power injected at a bus does not change for a small change in the phase angle of bus voltage. The corresponding sensitivity coefficients are neglected.

Assuming bus 1 as reference for the voltage phase angle calculations of the other buses, the linearized equations for decoupled Newton-Raphson iterative solution can be written as,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_{NB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial X} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_N} \\ \frac{\partial P_2}{\partial X} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_{NB}} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_{NB}}{\partial X} & \frac{\partial P_{NB}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_{NB}}{\partial \delta_{NB}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{NB} \end{bmatrix}, \quad (11)$$

and

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_{NG+1} \\ \Delta Q_{NG+2} \\ \vdots \\ \Delta Q_{NB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{NG+1}}{\partial V_{NG+1}} & \frac{\partial Q_{NG+1}}{\partial V_{NG+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{NG+1}}{\partial V_{NB1}} \\ \frac{\partial Q_{NG+2}}{\partial V_{NG+1}} & \frac{\partial Q_{NG+2}}{\partial V_{NG+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{NG+2}}{\partial V_{NB2}} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_{NG+1}} & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_{NG+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{NB}}{\partial V_{NB}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{NG+1} \\ \Delta V_{NG+2} \\ \vdots \\ \Delta V_{NB} \end{bmatrix}. \quad (12)$$

The above relation can be written as,

$$[\Delta P] = [J_1] \begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta \delta \end{bmatrix}, \quad (13)$$

$$[\Delta Q] = [J_2] [\Delta V], \quad (14)$$

where,

$X$  is either  $\Delta G$  or  $\Delta F$ ,

$[J_1]$  is  $(NB \times NB)$  matrix, and

$[J_2]$  is  $(NB-NG) \times (NB-NG)$  matrix.

The power mismatch can be computed as,

$$[\Delta P^k] = [P_{specified}] - [P_{calculated}], \quad (15)$$

$$[\Delta Q^k] = [Q_{specified}] - [Q_{calculated}], \quad (16)$$

where,

$k$  is the iterative count,

$[P_{\text{specified}}]$  is the column matrix represents the specified real power injection at bus  $i$  (MW),  $i = 1, \dots, NB$ ,

$[P_{\text{calculated}}]$  is the column matrix represents the calculated real power injection at bus  $i$  (MW) using Eq.(9),  $i = 1, \dots, NB$ ,

$[Q_{\text{specified}}]$  is the column matrix represents the specified reactive power injection at bus  $i$  (MW),  $i = NG+1, \dots, NB$ , and

$[Q_{\text{calculated}}]$  is the column matrix represents the calculated reactive power injection at bus  $i$  (MW) using Eq.(10),  $i = NG+1, \dots, NB$ .

The estimated bus voltage,  $X$ , and calculated power are used to evaluate the element of the Jacobian matrices  $[J_1]$  and  $[J_2]$ .  $\Delta X$ ,  $\Delta \delta$  and  $\Delta V$  can be obtained from,

$$\begin{bmatrix} \Delta X \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = [J_1]^{-1} [\Delta P], \quad (17)$$

$$[\Delta V] = [J_2]^{-1} [\Delta Q]. \quad (18)$$

Then the variables are updated as,

$$X^{k+1} = X^k + \Delta X^k, \quad (19)$$

$$\delta^{k+1} = \delta^k + \Delta \delta^k, \quad (20)$$

$$V^{k+1} = V^k + \Delta V^k. \quad (21)$$

The iterative process is repeated until  $\Delta P^k$  and  $\Delta Q^k$  for all buses are within a specified tolerance. The advantage of DSPF is its ability to compute the frequency deviation when the ACE maintained as fixed value. On the other hand, it can be recognize the AGC power for maintaining nominal frequency when the system is operated at its nominal frequency. In this paper, the AGC power ( $\Delta G$ ) is selected as unknown to simulate the system under nominal frequency condition.

### 3. Numerical Results

The developed program has been tested with modified IEEE 30 bus system. Its network diagram is shown in Fig.1. The network data was given in [1]. The participation factors used are given in Table 1.

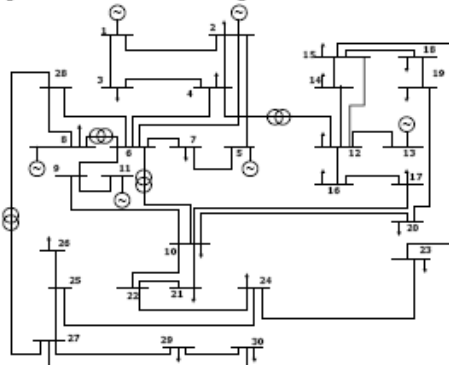


Fig.1. IEEE 30 Bus test System

Table 1. Generators participation factors

Gen Bus	$P_{Gi}$	$P_{Gi}^{\min}$	$P_{Gi}^{\max}$	Participation Factor
1	50.3	200	20	0.15
2	46.5	180	20	0.20
5	48.3	150	15	0.15
8	50.5	135	10	0.15
11	30.0	130	10	0.15
13	40.5	140	12	0.20

Table 2 shows the power flow solution with single slack bus. The total real power generation is 287.01 MW and the total real power loss is 3.61 MW.

The solution with distributed slack bus is addressed in Table 3. The DSPF results in the total real power generation of 286.62 MW and the total real power loss is 3.22 MW.

Table 2. Power flow solution with single slack bus

BUS	V	DEL	Pgen	Qgen	Pload	Qload
1	1.06	0	71.2	19.3	0	0
2	1.045	-1.3	46.5	22.8	21.7	12.7
3	1.029	-2	0	0	2.4	1.2
4	1.022	-2.4	0	0	7.6	1.6
5	1.01	-5	48.3	15	94.2	19
6	1.017	-2.8	0	0	0	0
7	1.006	-4.2	0	0	22.8	10.9
8	1.01	-2.3	50.5	4.6	30	30
9	1.054	-3.1	0	0	0	0
10	1.049	-5	0	0	5.8	2
11	1.082	0	30	15.2	0	0
12	1.063	-3.6	0	0	11.2	7.5
13	1.071	-0.8	40.5	6.9	0	0
14	1.048	-4.6	0	0	6.2	1.6
15	1.043	-4.8	0	0	8.2	2.5
16	1.05	-4.5	0	0	3.5	1.8
17	1.044	-5.1	0	0	9	5.8
18	1.033	-5.6	0	0	3.2	0.9
19	1.03	-5.8	0	0	9.5	3.4
20	1.034	-5.7	0	0	2.2	0.7
21	1.037	-5.5	0	0	17.5	11.2
22	1.037	-5.5	0	0	0	0
23	1.032	-5.5	0	0	3.2	1.6
24	1.025	-6	0	0	8.7	6.7
25	1.019	-6.3	0	0	0	0
26	1.002	-6.7	0	0	3.5	2.3
27	1.024	-6.2	0	0	0	0
28	1.012	-3	0	0	0	0
29	1.005	-7.4	0	0	2.4	0.9
30	0.993	-8.3	0	0	10.6	1.9

\*\*\* System-Grid Total \*\*\*

Total Generation	=	287.01	MW	83.78	MVAR
Total P-Q Load	=	283.40	MW	126.20	MVAR
SHUNT VAR	=			25.43	MVAR
Total Power Losses	=	3.61	MW	-16.99	MVAR
Overall P Mismatch	=	-0.0000	MW		



The result shows that the DSPF can distribute the power mismatch to all voltage control buses of the system. Meanwhile, the conventional power flow result in the power mismatch by bus 1. The DSPF can represent the generation control characteristics to the power flow model.

Table 3. Power flow solution with distributed slack bus

BUS	V	DEL	Pgen	Qgen	Pload	Qload
1	1.06	0	53.4	24.1	0	0
2	1.045	-0.9	50.6	19.9	21.7	12.7
3	1.03	-1.5	0	0	2.4	1.2
4	1.022	-1.8	0	0	7.6	1.6
5	1.01	-4.3	51.4	13.8	94.2	19
6	1.017	-2	0	0	0	0
7	1.006	-3.5	0	0	22.8	10.9
8	1.01	-1.5	53.6	2.8	30	30
9	1.054	-2.1	0	0	0	0
10	1.049	-4	0	0	5.8	2
11	1.082	1.3	33.1	15.4	0	0
12	1.064	-2.5	0	0	11.2	7.5
13	1.071	0.6	44.6	6.9	0	0
14	1.049	-3.5	0	0	6.2	1.6
15	1.043	-3.8	0	0	8.2	2.5
16	1.05	-3.4	0	0	3.5	1.8
17	1.044	-4.1	0	0	9	5.8
18	1.033	-4.5	0	0	3.2	0.9
19	1.03	-4.8	0	0	9.5	3.4
20	1.034	-4.7	0	0	2.2	0.7
21	1.037	-4.5	0	0	17.5	11.2
22	1.037	-4.5	0	0	0	0
23	1.032	-4.4	0	0	3.2	1.6
24	1.025	-5	0	0	8.7	6.7
25	1.019	-5.4	0	0	0	0
26	1.002	-5.8	0	0	3.5	2.3
27	1.024	-5.3	0	0	0	0
28	1.012	-2.3	0	0	0	0
29	1.004	-6.6	0	0	2.4	0.9
30	0.993	-7.5	0	0	10.6	1.9

\*\*\* System-Grid Total \*\*\*

Total Generation	=	286.62	MW	82.95	MVAR
Total P-Q Load	=	283.40	MW	126.20	MVAR
SHUNT VAR	=			25.43	MVAR
Total Power Losses	=	3.22	MW	-17.82	MVAR
Overall P Mismatch	=	-0.0000	MW		

#### 4. Conclusions

In this paper, the DSPF in effectively represent the generation control characteristics to the power flow model. The method can distribute the power imbalance to voltage controlled buses in the system via

participation factor. Therefore, the automatic generation controls (AGC) of the generators can be well incorporated in this power flow model. It also can recognize the AGC power for maintaining nominal frequency when the system is operated at its nominal frequency.

#### References

- [1] O. Alsac and B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady State Security", IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS93, No. 3, 1974, pp. 745-751.
- [2] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control", John Wiley & Sons, Inc. Canada 1983.
- [3] D. Thukaram, K. Parthasarathy, H. P. Khincha and B. S. R. Iyengar, "Steady State Power Flow Analysis Considering Load and Generation Regulation Characteristic", The Journal of the Institution of Engineering (I), Vol. 64, pt. EL 5, April 1984, pp. 274-279.
- [4] D. Thukaram, K. Parthasarathy, B.S. Iyengar and Tara S. Swamy, "Fast Economic Dispatch and Alleviation of Over-Voltage Under-Voltage Conditions in a Large Power System Operation", Sixth National Power System Conference, NPSC-90, Bombay, June 1990.
- [5] J. Ruusunen, H. Ehtamo and R. P. Hamalainen, "Dynamic Cooperative Electricity Exchange in a Power Pool," IEEE Transaction on Power System, Vol. 21, No. 4, July/August 1991, pp. 758-766.
- [6] M. Anvar, "Decentralized control of interconnected Electric Power System in Competitive Markets", Electric Power Systems Research, Vol. 35, 1995, pp. 65-71.
- [7] R. W. Ferrero and S. M. Shahideshpour, "Energy Interchange in Deregulated Power Systems", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, No. 4, 1996, pp. 251-258.
- [8] M. D. Ilic'c and S.I Liu, "Hierarchical Power System Control", Springer-Verlag London, 1996.
- [9] A. Zobjan and M. D. Ilic, "Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part II: Cost-Based Pricing Framework", IEEE Transaction on Power System, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 549-558.
- [10] A. Zobjan and M. D. Ilic, "Unbundling of Transmission and Ancillary Services Part I: Technical Issues", IEEE Transaction on Power System, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 539-548.