



ปีการศึกษา 2530

OPTIMAL REACTIVE POWER ALLOCATION

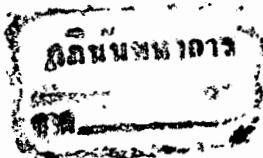
โดย

นายบรรณ สุภักษ์ No. 27.1088

อาจารย์ที่ปรึกษา

ผศ.ดร.วิวัฒน์ กิรานนท์

อาจารย์ ศิริวัฒน์ โภธิเวชกุล



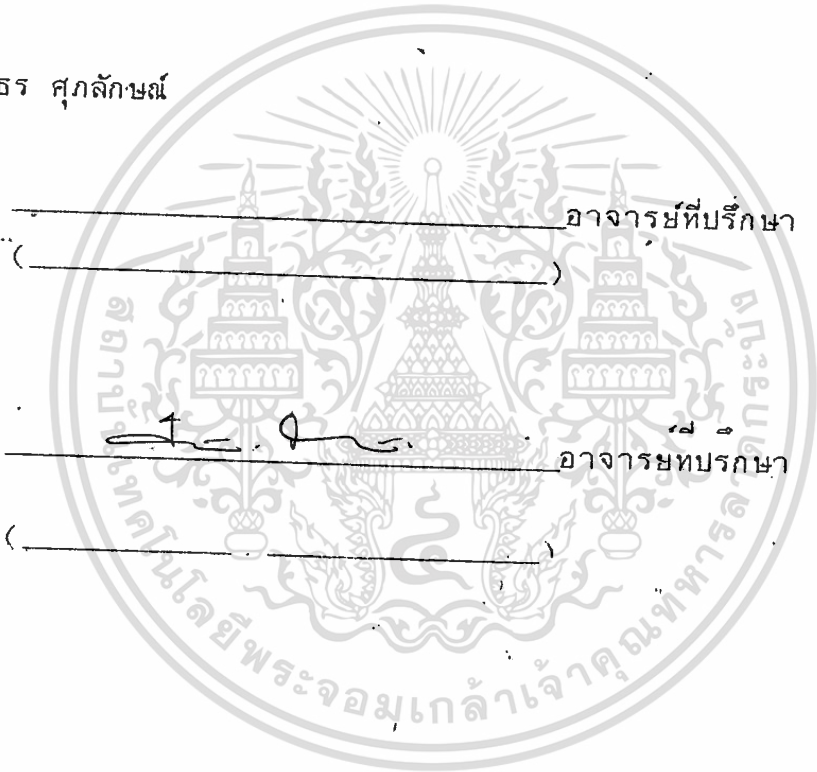
ปริญญาโทปีการศึกษา 2530

ภาควิชาไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
เรื่อง การติดตั้งอุปกรณ์รีแอกทีฟเพาเวอร์ที่เหมาะสม

ผู้จัดทำ

นายนราธร สุกลักษณ์



OPTIMAL REACTIVE POWER ALLOCATION

Narathorn Supaluck

Dr. Wiwat Kiranon

Mr. Siriwat Potiwejakul

1987

Abstract

A systematic procedure is developed to locate reactive power device in a power system based on a set of indices that are based on over all system conditions. After identifying the desired locations, the cost of installation and number of reactive power devices, subject to any required practical and real economic constraints are minimized. Existing controllers are fully utilized before adding any new devices. Linearized sensitivity relationships of power systems are used to obtain an objective function for minimizing the cost of installation. The constraints include the limits on dependent variable (reactive powers of the generators, load bus voltages) and control variables (generator voltage, tap positions, switchable reactive power sources). A parametric linear programming technique based on active set analysis is proposed to solve the reactive power allocation problems.

การติดตั้งอุปกรณ์รีแอกทีฟเพาเวอร์ที่เหมาะสม

นราธร ศุภลักษณ์

พ.ศ.ดร.วิวัฒน์ กิรานนท์

อาจารย์ ศิริวัฒน์ จงริเวทกุล

อาจารย์ที่ปรึกษา

ปีการศึกษา 2530

บทคัดย่อ

ระบบนี้เป็นการพัฒนาระบบการติดตั้งอุปกรณ์รีแอกทีฟเพาเวอร์ ซึ่งเป็นพื้นฐานในการศึกษาของระบบที่วางไป เมื่อเราพิจารณาว่าจะมีการติดตั้ง เราต้องคำนึงถึงราคาของการติดตั้งและจำนวนของอุปกรณ์รีแอกทีฟ ซึ่งแนวทางปฏิบัติที่เราพยายามที่จะให้ประหยัดที่สุดและมีประสิทธิภาพที่สุดด้วย ซึ่งการควบคุมการติดตั้งนั้นต้องให้ประจักษ์เพิ่มเติมก่อนที่จะเพิ่มอุปกรณ์ตัวใหม่เข้ามา ความสัมพันธ์การตอบสนองเชิงเส้นของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น ถูกใช้ เป็น objective function สำหรับลดราคาของการติดตั้ง ซึ่งมี constrain รวมขอบเขตของ

-Dependent variable (รีแอกทีฟเพาเวอร์ของแหล่งกำเนิด, แรงดันของบัสทั้งหมด)

-Control variable (แรงดันแหล่งกำเนิด, ตำแหน่งแทบของทรานส์ฟอร์มเมอร์ แหล่งกำเนิดของรีแอกทีฟเพาเวอร์ที่สามารถปรับได้)

การแก้ปัญหาค้นหาการติดตั้งอุปกรณ์รีแอกทีฟนี้ เราใช้เทคนิคการค้นหาโปรแกรมมิ่ง

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	3
บทนำ	6
หลักการและทฤษฎี	6
ขั้นตอนและผลการทดลอง	14
บทสรุปทฤษฎี	16
สรุปและวิจารณ์ผลการทดลอง	17
กิตติกรรมประกาศ	18
หนังสืออ้างอิง	19
ภาคผนวก	20



บทนำ

จุดประสงค์ของการติดตั้งอุปกรณ์รีแอคทีฟเพาเวอร์ ซึ่งพิจารณาจำนวนรีแอคทีฟเพาเวอร์ที่ต้องเพิ่มที่บัสที่เราเลือกไว้ เพื่อที่จะได้รักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่

มีดัชนี 3 อย่างที่ต้องพิจารณาคือ steady - state stability, voltage, and total real power loss สำหรับจุดประสงค์ของปริณิษานี้เพื่อจะหาขั้นตอนการพิจารณาการติดตั้งรีแอคทีฟเพาเวอร์ซึ่งอาศัยพื้นฐานดัชนี 3 อย่างข้างต้น

ปริณิษานี้มีการดำเนินการตามขั้นตอนดังนี้

1. วิเคราะห์ sensitivity of steady-state stability, voltage and total real power loss with respect to reactive power new voltage performance index

2. เรียงลำดับโหนดบัสสำหรับรีแอคทีฟเพาเวอร์ที่ควบคุมได้

3. ใช้ เรียงลำดับข้อมูลข้างต้นและใช้ เทคนิคลิเนียร์โปรแกรมมิ่งซึ่งใช้เพื่อที่จะลดปริมาณรีแอคทีฟเพาเวอร์และจำนวนตำแหน่งของการติดตั้ง

ความสัมพันธ์ที่ไวสำหรับการติดตั้ง (sensitivity relations for location)

ขั้นตอนแรกของการออกแบบเช่น การเพิ่มอุปกรณ์รีแอคทีฟเพาเวอร์มี 3 ดัชนีข้างต้นที่จะต้องพิจารณา นอกจากนี้ยังต้องคำนึงถึงลำดับของโหนดบัสที่ถูก เรียงสำหรับรีแอคทีฟเพาเวอร์ที่ควบคุมได้

เสถียรภาพขณะสถานะคงที่ (steady state stability)

เสถียรภาพขณะสถานะคงที่ของระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถถูกประมาณโดยการใช้การวิเคราะห์โหนดจอร์

การเปลี่ยนแปลงในเงื่อนไขการปฏิบัติงานนั้น อาจเกิดจาก 1 ในจำนวนหรือมีการรวมองค์ประกอบตามข้างล่างนี้

1. การเพิ่มโหนดหรือเครื่องกำเนิด ณ ตำแหน่งที่มีแรงดันที่แน่นอนของโครงข่าย โหนดจอร์โดย Newton's method

2. มีการเพิ่มเครื่องกำเนิดระหว่างโหนด

3. ลดระดับแรงดันที่โหนดที่กำหนดของระบบ

ทั้งนี้เสถียรภาพของระบบที่ถูกเปลี่ยนแปลงซึ่งสามารถตรวจสอบได้โดยพิจารณาเครื่องหมายของดีเทอร์มิแนนต์(determinant)ของจาโคเบียนซึ่งได้จากการวิเคราะห์เทลคโพรโดย Newton's Method

ระบบนี้เสถียรถ้าเครื่องหมายของดีเทอร์มิแนนต์สำหรับจุดทำงานใหม่ นั้น เหมือนกับจุดทำงานคอนเริ่มต้น

Node difference equation สำหรับบัสเพาเวอร์ในรูปแบบเมตริกซ์

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P / \partial \delta & \partial P / \partial V \\ \partial Q / \partial \delta & \partial Q / \partial V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (1)$$

โดยทั่วไปนั้นเราพิจารณา $\partial P / \partial V = 0$ และ $\partial Q / \partial \delta = 0$ และนี่เป็นส่วนหนึ่งของ Decoupled load flow

$$[\Delta Q] = [\partial Q / \partial V] [\Delta V] \quad (2)$$

สำหรับการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยใน Q และ V , diagonal element $\partial Q_1 / \partial V_1$ แทน steady state stability indices ถ้าบัสของแหล่งกำเนิดนั้นถูกจำกัด

$$[\Delta Q_L] = [\partial Q_L / \partial V_L] [\Delta V_L] \quad (3)$$

จากสมการข้างต้น บัสใดที่มีค่าของ $\partial Q_L / \partial V_L$ ยิ่งมากก็จะสามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงของอินดักทีฟรีแอกทีฟเพาเวอร์มาก ดังนั้นถ้าโหลดบัสนั้นถูกเรียงลำดับตามการเพิ่มขนาดของ diagonal jacobian elements ผลที่ได้จะเป็นโหลดบัสเวคเตอร์ซึ่งสามารถเป็นตัวที่ช่วยพิจารณาสำหรับ Steady-state stability

$$S = [k_1, k_2, \dots, k_n] \quad (4)$$

ซึ่ง k_1, k_2, \dots, k_n คือจำนวนขั้วโหลดบัส ผลของ weight factor vector นั้นต้องสอดคล้องด้วย

$$W_s = [W_{s1}, W_{s2}, \dots, W_{sn}] \quad (5)$$

ซึ่ง $W_{s1} > W_{s2} > \dots > W_{sn}$

ดัชนีผลตอบสนองของระดับแรงดัน (VOLTAGE PERFORMANCE INDEX)

จุดประสงค์หลักของการควบคุมรีแอดทีฟเพาเวอร์คือรักษาระดับแรงดันของระบบ จากสมการ (2)

$$[\Delta V] = [dQ/dV]^{-1} [\Delta Q] \quad (6)$$

อีกครั้ง, การจัด บัสแหล่งกำเนิด

$$[\Delta V_L] = [J_V] [\Delta Q_L] \quad (7)$$

และทั้งนี้ diagonal element of J_V

J_{ii} : ๑ หักข้อมูลเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส i ถ้ารีแอดทีฟเพาเวอร์ที่บัสเดียวกันนั้นถูกเปลี่ยน

J_{ji} : ๑ หักข้อมูลเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส j ถ้ารีแอดทีฟเพาเวอร์ที่บัส i เปลี่ยน



การติดตั้งรีแอดทีพเพาเวอร์สำหรับการควบคุมระดับแรงดัน

Voltage Performance Index (V.P.I.)

$$(V.P.I.)_i = (Norm)_i - (\sigma)_i$$

โดย

$(V.P.I.)_i$ voltage performance index for the i th bus

$(Norm)_i$ norm of the i th column of matrix J_v

$(\sigma)_i$ standard deviation of the elements of i th column around the average value.

i # Load bus

การติดตั้งอุปกรณ์ที่เรียงลำดับบนพื้นฐานของดัชนีข้างต้น ยิ่งค่าของ V.P.I. ยิ่งสูง ค่าของความสามารถที่จะควบคุมระดับแรงดันยิ่งดี

สำหรับค่า $(Norm)_i$ และ $(\sigma)_i$ จะต้องเป็น Normalized โดยหารค่า $(Norm)_i$ ด้วยผลรวมของ Norms ทุกๆข้อ และ $(\sigma)_i$ ผลรวมของ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน (standard deviation) ของทุกๆข้อ ดังรูป fig.3,4,5 ใน paper

Location vector สำหรับการเพิ่มรีแอดทีฟเพาเวอร์ โดยพิจารณาปริมาณของ VOLTAGE PERFORMANCE INDEX

$$V = [m_1, m_2, \dots, m_n]$$

$$WV = [Wm_1, Wm_2, \dots, Wm_n]$$

ซึ่ง m_1, m_2, \dots, m_n เรียงลำดับของ (V.P.I.) มากไปหาน้อย และให้สอดคล้องกับ $(Wm_1, Wm_2, \dots, Wm_n)$ weighting factor

การสูญเสียพลังงานจริง (Real Power loss)

ผลของการเปลี่ยนแปลงของรีแอดทีฟเพาเวอร์นั้น มีผลกับการสูญเสียของระบบ สำหรับการเปลี่ยนแปลงรีแอดทีฟเพาเวอร์นั้น มีความสัมพันธ์เชิงเส้นกับการสูญเสียรีแอดทีฟเพาเวอร์

ความสัมพันธ์ระหว่างการเพิ่มของการสูญเสียและ Jacobian

$$\begin{bmatrix} \partial P_L / \partial \delta \\ \partial P_L / \partial V \end{bmatrix} = [J^T] \begin{bmatrix} \partial P_L / \partial P \\ \partial P_L / \partial Q \end{bmatrix} \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} \partial P_L / \partial P \\ \partial P_L / \partial Q \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \begin{bmatrix} \partial P_L / \partial \delta \\ \partial P_L / \partial V \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$\begin{bmatrix} \partial P_L / \partial Q \end{bmatrix} = [J_{LQ}] \begin{bmatrix} \partial P_L / \partial \delta \\ \partial P_L / \partial V \end{bmatrix} \quad (13)$$

$$[\Delta P_L] = [\partial P_L / \partial Q_L] [\Delta Q_L] \quad (14)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

the location vector, พิจารณามหาขนาด $\partial P_L / \partial Q_L$

$$L = [l_1, l_2, \dots, l_n]$$

$$W_L = [w_{11}, w_{12}, \dots, w_{1n}]$$

ซึ่งค่า l_1, l_2, \dots, l_n นั้นเป็นลำดับที่

และ $w_{11}, w_{12}, \dots, w_{1n}$ มีความสอดคล้องกับ weight factor

การเรียงลำดับขั้นสุดท้าย (Final Ordering)

การเรียงลำดับของ 3 vector ข้างต้นจะต้องนำมาหาผลรวมของการเรียงลำดับ
โดยใช้ Total weighting

เช่น ระบบ 6 บัสนี้ตัวอย่าง

$$S = [5, 6, 3, 4]; W_S = [1.0, 0.8, 0.6, 0.4]$$

$$V = [6, 4, 5, 3]; W_V = [1.0, 0.8, 0.6, 0.4]$$

$$L = [5, 3, 6, 4]; W_L = [1.0, 0.8, 0.6, 0.4]$$

ลำดับสุดท้ายคือ

$$Nor = [5, 6, 3, 4]$$

corresponding weight vector คือ

$$W = [2.6, 2.4, 1.8, 1.6]$$

จากตัวอย่างถ้าการติดตั้งนั้น บัสนั้นไม่เหมาะสมสำหรับการเพิ่ม บัสที่สอดคล้องนั้นสา

มารกที่จะกำหนด zero weight สำหรับ 3ดัชนีทั้งหมดมีการลดขนาดของการติดตั้งและมีการลดขนาดของอุปกรณ์แต่ละตัว

PROBLEM FORMULATION

ใช้ Linear Programing

minimize

$$F = C1^T \Delta V_G + C2^T \Delta Q_L + C3^T \Delta T$$

subject to : limits on control variable

$$\Delta V_G \min \leq \Delta V_G \leq \Delta V_G \max$$

$$\Delta Q_L \min \leq \Delta Q_L \leq \Delta Q_L \max$$

$$\Delta T \min \leq \Delta T \leq \Delta T \max$$

limits on dependent variable

$$\Delta Q_G \min \leq J_{Gg} * \Delta V_G + J_{GL} * \Delta Q_L + J_{GT} * \Delta T \leq \Delta Q_G \max$$

$$\Delta V_L \min \leq J_{Lg} * \Delta V_G + J_{LL} * \Delta Q_L + J_{LT} * \Delta T \leq \Delta V_L \max$$

ทั้งนี้ C1,C2,C3 คือ cost vectors ของ dimensions ที่เหมาะสมสัมพันธ์กับการเปลี่ยนแปลง generator voltages, var sources and transformer tap ตามลำดับ และ

ΔV_G : vector of change in generator voltages

ΔV_L : vector of change in load voltages

ΔT : vector of change in transformer taps

ΔQ_G : vector of change in generator reactive powers

ΔQ_L : vector of change in load reactive powers

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{PV} & J_{PT} \\ J_{QV} & J_{QT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (21)$$

assumed $\Delta P = 0$:

$$[\Delta Q] = [J_{QV} / J_{QT}] \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (22)$$

ΔQ : จัดงให้อยูจนรูป ีแอกทีฟเพาเวอร์และ ีแอกทีฟองจผลด

$$[\Delta Q] = \begin{bmatrix} J_{QG} & J_{QL} & J_{QT} \\ J_{LG} & J_{LL} & J_{LT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_L \\ \Delta V_T \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_G \\ \Delta V_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{QG}^* & J_{QL}^* & J_{QT}^* \\ J_{LG} & J_{LL} & J_{LT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \\ T \end{bmatrix} \quad (23)$$

OPTIMAL SOLUTION ALGORITHM

1. กำหนด Parameter ที่ฐานของ เสาอบโหลดไฟ (load flow solution)
2. คำนวณค่าดัชนีแรงดันของบัสทุกตัวในย่านกำลังของบัสที่โหลดไฟ และให้ค่า N_L ขึ้นที่ 3.
 - a. คำนวณ P_L / Q_L และค่า voltage Performance Index V.P.I.
 - b. เปลี่ยนค่า P_L / Q_L และ V.P.I. ให้ตามเงื่อนไขตาม - สถานะตาม steady-state stability จาก Jacobian และ พยายามแก้สมการในทาง - เปลี่ยนลำดับโหลดบัสของแต่ละ index
 - c. ใช้การให้เกณฑ์แรงดัน และค่าดัชนี แต่ละลำดับ
 - d. ให้ ลำดับที่หนักที่สุดของภาระติดตั้งของโหลดบัส
3. ใช้ การวัดระดับความขรุขระที่บัสบาร์ โดยพิจารณา constraint violations ถ้า constraints อยู่ในช่วงจำกัด ขั้นสุด: มิฉะนั้นไปที่ขั้นตอนที่ 5.
5. เพิ่ม N_L shunt reactive power ที่ N_L โหลดบัส ใช้เรียงลำดับในขั้นตอนที่ 3C., ถ้ามีการเปลี่ยนแปลง N_L ให้ไปที่ขั้นตอนที่ 7., ถ้า $N_L > N_{max}$ หยุด มิฉะนั้นไปที่ขั้นตอนที่ 6.
6. เพิ่ม $N_L \rightarrow N_{L+k}$ ไปที่ 5 (k : ค่าคงที่)
7. ใช้ LP. Parametric คำนวณค่าของ shunt reactive power sources
8. ขยายตัวแปรควบคุม หรือ ตัวแปรรูปร่าง หากค่าตอบโหลดไฟ และกลับไปที่ ขั้นตอนที่ 2.

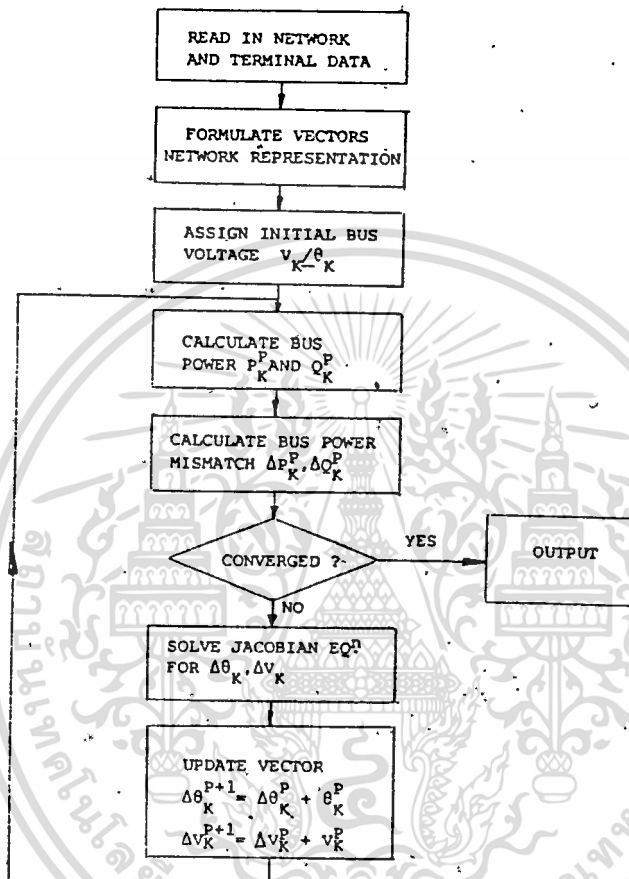
SYSTEM STUDIES

ตัวอย่าง 6 Bus -System:

Bus 1, Bus 2 : Generator Bus

Bus 3, Bus 4, Bus 5, Bus 6 : Load Bus

Tap changing transformers: 2 ชุด



รูปที่ 5 Flow Diagram of the Basic Newton-Raphson Load-Flow Method

Table 1. LP. Results For 6.Bus

Variable	Limit		Initial state	Final state
	lower	upper	full load	full load
control(p.u.)				
V1	1.0	1.1	1.0500	1.0705
V2	1.1	1.15	1.1000	1.1000
tap6,5	0.9	1.1	1.0250	1.0250
tap4,3	0.9	1.1	1.1000	1.1000
Q3	0.0	0.2	0.0000	0.1195
Q4	0.0	0.2	---	---
Q5	0.0	0.2	---	---
Q6	0.0	0.2	---	---
Dependent (p.u.)				
Q1	-0.2	1.0	0.3440	0.2650
Q2	-0.2	1.0	0.3330	0.2520
V3	0.92	1.0	0.8640	0.9200
V4	0.92	1.0	0.9550	1.0330
V5	0.92	1.0	0.9040	0.9250
V6	0.92	1.0	0.9370	0.9650
System Loss (MW)			11.3260	9.9000

Table 2 Parametric L.P. Results For 6-Bus System at t=7

Cost function (F*) = 0.13995

Upper limit of t(p.u.)	Corresponding Cost function(p.u.)
0.2806	0.139950
0.1053	0.158255

Nor = [5, 6, 3, 4]

สำหรับเงื่อนไขของ full load มี 2 การเปลี่ยนแปลงของ bus voltage violations at bus 3 และ 5

สรุป

ระบบนี้ได้พยายามพัฒนาเรื่อยๆมาเพื่อที่จะตัดสินใจในการติดตั้งขนาดและจำนวนของอุปกรณ์รีแอคทีฟเพาเวอร์ที่ต้องการในระบบไฟฟ้าซึ่งมีดัชนีของระบบที่กว้างเป็นพื้นฐาน ดัชนีเหล่านี้ก็คือ Voltage Performance Index ที่จะติดตั้งในการที่จะเพิ่มค่ารีแอคทีฟเพาเวอร์ สำหรับควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า

L.P. Parametric Programing นั้นใช้ในการหาค่าจำนวนและปริมาณของรีแอคทีฟเพาเวอร์ที่น้อยที่สุด

ทั้งนี้ในขั้นตอนการดำเนินงานทั้งหมดนั้นใช้ในทางปฏิบัติและสำหรับเงื่อนไขทางเศรษฐศาสตร์นั้นขึ้นอยู่กับทางวิศวกรรมซึ่งสามารถที่จะใช้เพื่อที่ใช้ในเชิงคณิตศาสตร์ เพื่อที่จะติดตั้งและขนาดของขบวนการเพิ่มรีแอคทีฟเพาเวอร์ให้เหมาะสม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สรุปและวิจารณ์

ปริณิษานี้เขียนโดย Turbo Pascal ซึ่งมีข้อดีคือเป็น Structure Language และมี Module Program ที่ง่ายต่อการพัฒนาโปรแกรมต่อไป

ผลงานที่ทำนั้นได้ทำเป็นส่วนของการหา Base data (ขั้นตอนที่ 1) โดยใช้เครื่องไมโครคอมพิวเตอร์ IBM PC/XT 16bit ซึ่งสะดวกในการทำงานและมีตัวอย่างแพร่หลาย

ปัจจุบันนี้มีการนำแนวความคิดของปริณิษานี้ไปพัฒนาเป็น Software สำเร็จรูป มาช่วยในกวดแก้ปัญหาค่าการติดตั้งอุปกรณ์รีแอกทีฟเพาเวอร์ที่เหมาะสมแก่ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ให้ข้อมูลว่า ปัจจุบันนี้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยยังไม่จำเป็นต้องใช้ Software ดังกล่าว เพราะระบบไฟฟ้ายังไม่ซับซ้อนมากนัก

และหวังว่าปริณิษานี้ชุดนี้คงจะเป็นประโยชน์ต่อผู้อ่านและนำไปพัฒนาต่อไปเพื่อเป็นประโยชน์ในการประกอบการเรียนวิชา Power System Analysis ต่อไป

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบคุณ ท่านอาจารย์ที่ปรึกษาทั้งสองท่านที่ได้ให้คำแนะนำและช่วยเหลือในการแก้ปัญหาทาง Power System, Transmission System, Generation System และ Linear Programing จนการวิจัยประสบผลสำเร็จ และขอขอบคุณ นายอภิสิทธิ์ ศักดิ์สมบูรณ์และ นายชูชัย น้อยกรที่ช่วยให้คำปรึกษาการเขียนโปรแกรมย่อย

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ให้ข้อมูลพื้นฐาน ความก้าวหน้าของ Softwear ทาง Power System Load Flow อีกทั้งหน่วยงานต่างๆและทุกคนที่ช่วยให้ผลงานการวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ขอแสดงความนับถือ
นายบรรณ คุภลักษณ์

หนังสืออ้างอิง

1. A.Venkátaramana, J.Carr, R.S.Ramshaw, "Optimal Reactive Power Allocation" Transactions On Power System, Vol.PWRS-2, No:1Feb 1987.
2. " Turbo Pascal Version 3.0 Reference Manual " ,Borland International Inc.
3. William D.Stevensons, Jr., " Element Of Power System Analysis" 4th Edition, McGraw Hill International Bood company, 1982
4. Wood Wallenbreg, Power Generation Operation & Control, John Wiley & Sons Inc, 1984.
5. หลักฐาน ของนพคุณ, รศ.ดร.สุขุมวิทย์ ภูมิวุฒิสาร(อาจารย์ที่ปรึกษา), " การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยอาศัยการจัดสรรกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ", วิทยานิพนธ์ วศม.จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, ปีการศึกษา 2529.
6. สมโภชน์ ประภาพ, "Modiefied Fast Decouple Load Flow", วิทยานิพนธ์ วศม., สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง, ปีการศึกษา 2525.
7. บุญเลิศ เขี่ยมทัศนาศนา, "ปาสคาล", บริษัทซีเอคยูเคชั่น จำกัด เขตห้วยขวาง กทม 10400, พศ. 2528.

OPTIMAL REACTIVE POWER ALLOCATION

A.Venkataramana Student Member, IEEE J.Carr Senior Member, IEEE R.S.Ramshaw Member, IEEE

Department of Electrical Engineering University of Waterloo Waterloo, Ontario, Canada N2L 3G1

Handwritten notes and numbers: 279-03-12

Abstract A systematic procedure is developed to locate reactive power devices in a power system based on a set of indices, that are based on overall system conditions. After identifying the desired locations, the cost of installation and number of reactive power devices, subject to any required practical and real economic constraints are minimized. Existing controllers are fully utilized before adding any new devices. Linearized sensitivity relationships of power systems are used to obtain an objective function for minimizing the cost of installation. The constraints include the limits on dependent variables (reactive powers of the generators, load bus voltages) and control variables (generator voltages, tap positions, switchable reactive power sources). A parametric linear programming technique based on active set analysis is proposed to solve the reactive power allocation problem.

INTRODUCTION

The purpose of a reactive power allocation study is to determine the minimum amount of reactive power addition required at selected buses to get a certain voltage profile[1]. Many papers [2][3][4][5][6][7][8] have addressed this important problem. A common approach is to assure preassigned locations at certain buses based on engineering judgement, and then try to minimize the number of locations and the amount of reactive power required at each.

Savulescu[9] proposed three system-wide indices related to steady-state stability, voltage control and real power loss. Even though the indices are based on heuristic techniques, these indices coupled with engineering judgement can give better locations for reactive power devices. This paper proposes an overall reactive power allocation procedure that is based on these indices with some modifications.

- The paper is organized as follows:
- Analyzing sensitivity of steady-state stability, voltage and total real power loss with respect to reactive power. A new voltage performance index is proposed.
- Ordering load buses for possible reactive power control.
- Using the above ordered locations a parametric linear programming method[17] is used to minimize both the amount of reactive power and the number of locations.

SENSITIVITY RELATIONS FOR LOCATION

The first step in optimizing reactive power compensation, proposed in this paper, is to select a location for a reactive power device with respect to steady-state stability, voltage control and power loss.

y-state stability, voltage control and power loss. Taking into consideration the above three factors, load buses are ordered for a possible reactive power control.

STEADY-STATE STABILITY: The steady-state stability of a power system can be estimated by using load flow analysis [10][11]. For the assessment of the stability limit and the corresponding stability margin, successive changes in initial operating conditions are made and the stability of each changed condition is verified.

The changes in operating conditions can be obtained by one or a combination of the following[11]

- 1. Increasing load and generation at certain nodes of the network.
2. Redistributing generation between nodes.
3. Reducing voltages at specified nodes of the system (deficiency of reactive volt-amperes in a part of the system).

The stability of the changed system is verified by noting the sign of the determinant of the Jacobian obtained from a load flow analysis by Newton's method [10]. The system is stable if the sign of the determinant for the new operating point is the same as that of the initial operating point, otherwise the system is unstable. Here, damping of the generators is neglected, and power P and voltage |V| are specified for each of the generator buses.

Using the above criterion the effect of reactive power change on steady-state stability of an example 6-bus, Ward & Hale power system is studied. Bus 1 is the slack bus, bus 2 is a PV bus and the remaining four buses are the load or PQ buses. At each load bus, inductive reactive power is changed in-steps until the system becomes unstable (i.e. determinant of Jacobian changes it's sign). The relationship between the determinant and reactive power change at the load buses is shown in Fig.1. From the graph we can see that, if the change of inductive reactive power at bus 5 is more than 0.6 p.u, the system becomes unstable. Whereas at bus 4, the reactive power can vary up to 0.9 p.u, before the system becomes unstable.

The term dQ/dV (the change of reactive power with respect to voltage) also gives stability information [12]. The passage of dQ/dV through zero indicates the beginning of instability.

The nodal difference equation for bus powers in matrix form is given by[18]:

Delta P = [dP/d delta, dP/d V] Delta delta
Delta Q = [dQ/d delta, dQ/d V] Delta delta

Generally, it is considered that dP/dV=0 and dQ/d delta=0; This is the phenomenon exploited in a decoupled load flow algorithm[13]. Then

Delta Q = [dQ/d V] Delta V

For small changes in Delta Q and Delta V, the diagonal elements dQ_i/dV_i represent steady-state stability indices[9]. If the generator buses are eliminated, Then

Delta Q_L = [dQ_L/d V_L] Delta V_L

86 WM 103-6: A paper recommended and approved by the IEEE Power System Engineering Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE/PES 1986 Winter Meeting, New York, New York, February 2 - 7, 1986. Manuscript submitted August 30, 1985; made available for printing November 18, 1985

where subscript L indicates that only load buses are considered.

VARIATION OF DET. OF J

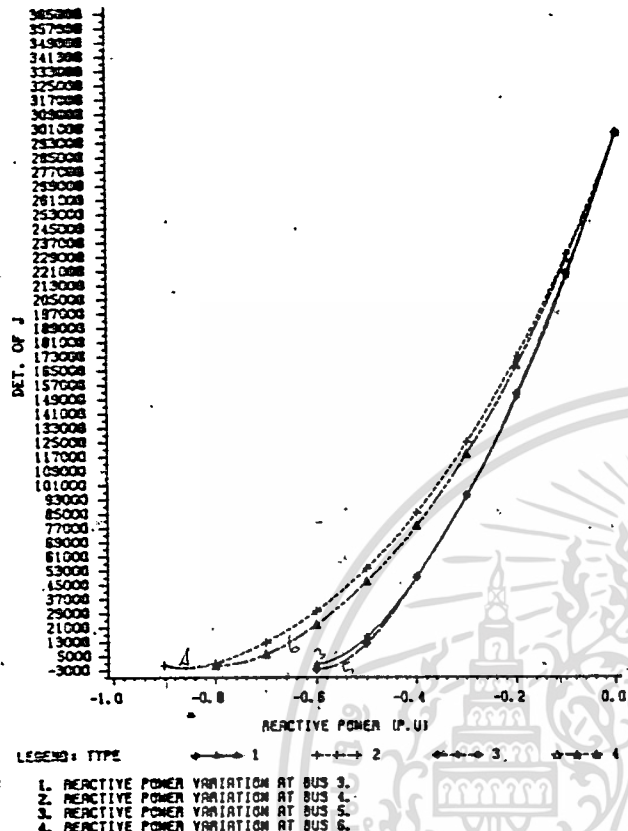


Fig.1: Reactive Power vs Det. of Jacobian.

For the previous 6 bus example, the corresponding diagonal elements for buses 3,4,5,6 are [6.85,10.66,3.99,6.80] respectively. The minimum value is 3.99, which corresponds to bus 5. The maximum value is 10.66 and corresponds to bus 4. These coincide with the previous explicit stability analysis. That is, the buses which have higher values of $\partial Q_i/\partial V_i$ can withstand more variation of inductive reactive power before the onset of system instability compared to the buses which have lower values of $\partial Q_i/\partial V_i$. Therefore if load buses are ordered according to increasing magnitude of the diagonal Jacobian elements, the result will be a load bus vector that accounts for steady-state stability

$$s = [k_1, k_2, \dots, k_l] \quad (4)$$

where k_1, k_2, \dots, k_l are load bus numbers. The corresponding weight factor vector is

$$w_s = [w_{s1}, w_{s2}, \dots, w_{sl}] \quad (5)$$

Where: $w_{s1} > w_{s2} > \dots > w_{sl}$

VOLTAGE PERFORMANCE INDEX: The main objective of reactive power control is to maintain a desired voltage profile on the system. From equation (2), the expression for change in voltage (ΔV) in terms of change in reactive power (ΔQ) is,

$$[\Delta V] = [\partial Q/\partial V]^{-1} [\Delta Q] \quad (6)$$

Again, eliminating the generator buses

$$[\Delta V_L] = [J_V] [\Delta Q_L] \quad (7)$$

Here the diagonal elements of J_V , i.e. J_{ii} give information about the voltage variation at bus i , if the reactive power at the same bus is changed. Off diagonal elements J_{ji} give information about the voltage variation at bus j , if reactive power at bus i is changed.

For the 6 bus example, the effect of reactive power variation at load buses on voltage change is given in Figs 2 to 5. They give voltage variation at all the load buses with respect to reactive power change at a particular load bus. The slope of a voltage curve gives the effect of the reactive power change at the bus.

LOAD VOLTAGE VARIATIONS

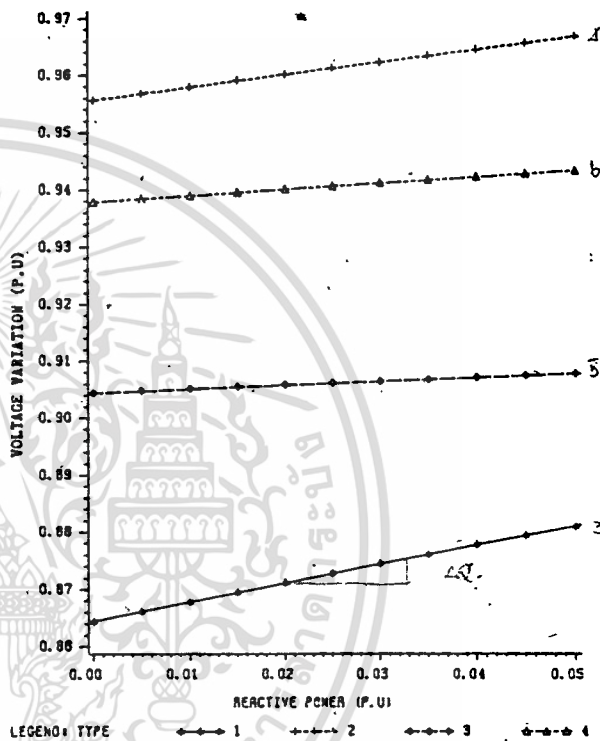


Fig.2: Reactive Power at Bus 3 VS Load Voltages.

The location of the reactive power device for voltage control should be decided in such a way that the result affects as many buses as possible. For this a voltage performance index (V.P.I) is defined as follows:

$$(V.P.I)_i = (NORM)_i - (\sigma)_i$$

Where

- $(V.P.I)_i$ ---- voltage performance index for the i th bus
- $(NORM)_i$ ---- norm of the i th column of matrix J_V
- $(\sigma)_i$ ---- standard deviation of the elements of i th column around the average value, $i \in$ load buses.

The reactive device locations are ordered based on the above index. The higher the value of (V.P.I) the better is its voltage control capability. For compatibility $(NORM)_i$ and $(\sigma)_i$ must be normalized. This is achieved by dividing $(NORM)_i$ by sum of the norms at all the load buses, and also $(\sigma)_i$ by sum of the standard deviations at all the load buses.

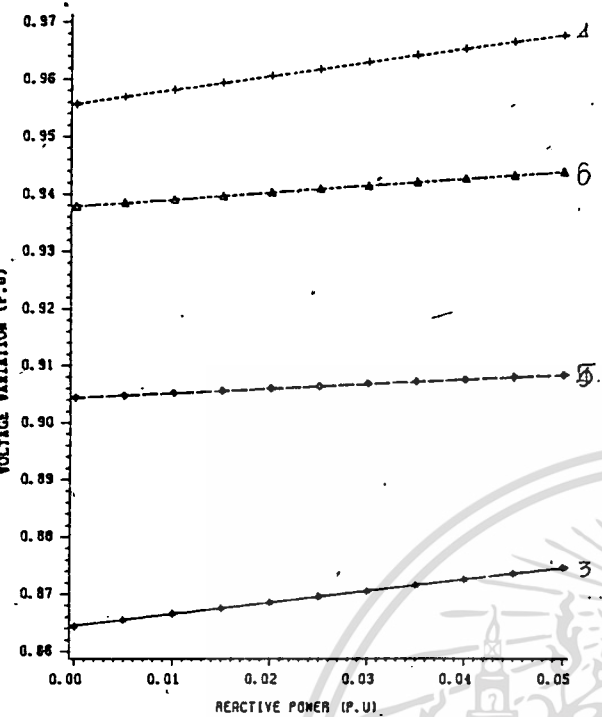
$$(\sigma)_i = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{N-1}} \rightarrow \text{average value.}$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (B_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$$

LOAD VOLTAGE VARIATIONS

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$

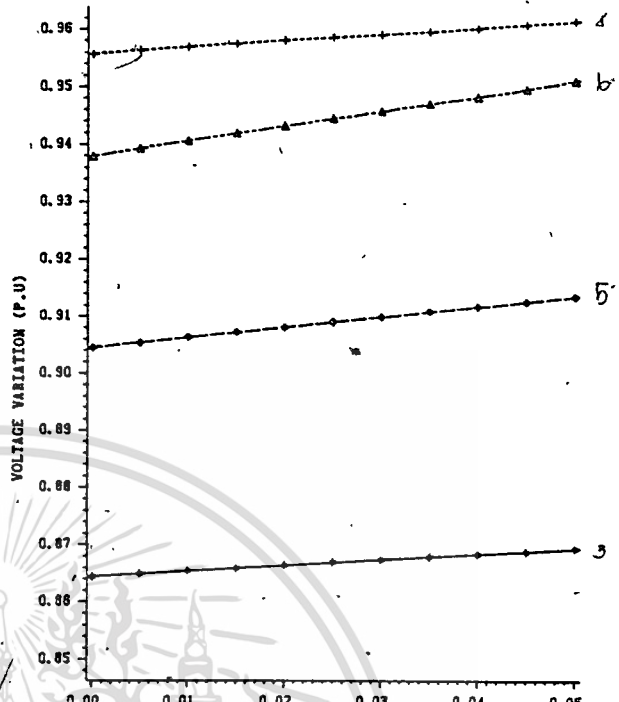
LOAD VOLTAGE VARIATIONS



LEGEND: TYPE 1 2 3 4

1. VOLTAGE VARIATION AT BUS 3.
2. VOLTAGE VARIATION AT BUS 4.
3. VOLTAGE VARIATION AT BUS 5.
4. VOLTAGE VARIATION AT BUS 6.

Fig.3: Reactive Power at Bus 4 VS Load Voltages.

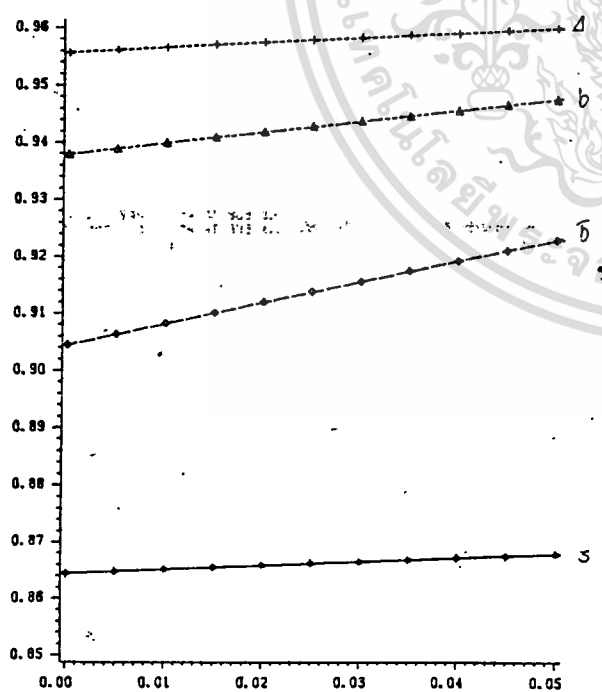


LEGEND: TYPE 1 2 3 4

1. VOLTAGE VARIATION AT BUS 3.
2. VOLTAGE VARIATION AT BUS 4.
3. VOLTAGE VARIATION AT BUS 5.
4. VOLTAGE VARIATION AT BUS 6.

Fig.5: Reactive Power at Bus 6 VS Load Voltages.

LOAD VOLTAGE VARIATIONS



LEGEND: TYPE 1 2 3 4

1. VOLTAGE VARIATION AT BUS 3.
2. VOLTAGE VARIATION AT BUS 4.
3. VOLTAGE VARIATION AT BUS 5.
4. VOLTAGE VARIATION AT BUS 6.

Fig.4: Reactive Power at Bus 5 VS Load Voltages.

The location vector for reactive compensation, taking into account the voltage performance index, is therefore;

$$V = [m_1, m_2, \dots, m_n] \quad (9)$$

$$W = [w_1, w_2, \dots, w_n] \quad (10)$$

where m_1, m_2, \dots, m_n are load buses ordered according to decreasing value of $(V.P.I.)$ and w_1, w_2, \dots, w_n are corresponding weight factors.

REAL POWER LOSS. The effect of reactive power variation at the load buses on system losses, for the 6 bus example, is shown in Fig. 6. For a small change in reactive power, there is a linear relationship between reactive power and total reactive power loss.

The relationship between the incremental loss and the Jacobian is given by [14],

$$\begin{bmatrix} \partial P_L / \partial \delta \\ \partial P_L / \partial V \end{bmatrix} = [J^T] \begin{bmatrix} \partial P_L / \partial P \\ \partial P_L / \partial Q \end{bmatrix} \quad (11)$$

Then

$$\begin{bmatrix} \partial P_L / \partial P \\ \partial P_L / \partial Q \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \begin{bmatrix} \partial P_L / \partial \delta \\ \partial P_L / \partial V \end{bmatrix} \quad (12)$$

From this

$$\begin{bmatrix} \partial P_L / \partial \delta \\ \partial P_L / \partial V \end{bmatrix} = [J_3 \ J_4] \begin{bmatrix} \partial P_L / \partial P \\ \partial P_L / \partial Q \end{bmatrix} \quad (13)$$

Where J_3 and J_4 are sub matrices of $[J^T]^{-1}$.

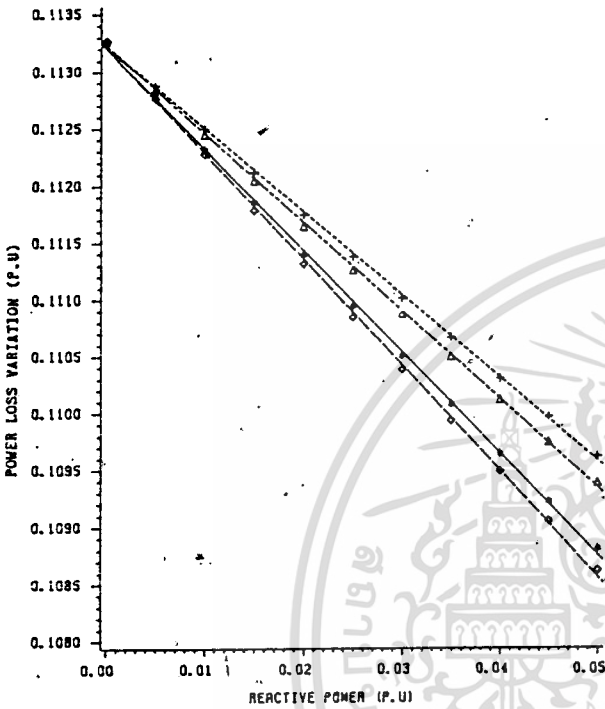
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

the desired index $\partial P_L / \partial Q$ can be obtained by first calculating $\partial P_L / \partial \delta$ and $\partial P_L / \partial V$.

If generator voltages are maintained constant, the change in loss due to a change of reactive power at the load buses is given by [15],

$$\Delta P_L = [\partial P_L / \partial Q] \Delta Q \quad ; \quad V_G : \text{const} \quad (14)$$

POWER LOSS VARIATIONS



- LEGEND: TYPE
- 1. REACTIVE POWER VARIATION AT BUS 3.
 - 2. REACTIVE POWER VARIATION AT BUS 4.
 - 3. REACTIVE POWER VARIATION AT BUS 5.
 - 4. REACTIVE POWER VARIATION AT BUS 6.

Fig.6: Reactive Power VS Power Loss.

Accordingly the magnitude of $\partial P_L / \partial Q$ influences the real power loss. This gives rise to a third vector for locating reactive power compensation that is given by ordering the load buses according to the magnitude of $\partial P_L / \partial Q$.

The location vector, taking into account the magnitude of $\partial P_L / \partial Q$, is

$$L = [l_1, l_2, \dots, l_1] \quad (15)$$

$$W_L = [w_{l1}, w_{l2}, \dots, w_{l1}] \quad (16)$$

where l_1, l_2, \dots, l_1 are load buses in order of preference, and $w_{l1}, w_{l2}, \dots, w_{l1}$ are corresponding weight factors.

FINAL ORDERING: Three location vectors for reactive compensation have now been determined. They represent the effect of different locations on steady-state stability, voltage profile and power loss on a system-wide basis.

For this 6 bus example, the ordering is as follows:

$$S = [5, 6, 3, 4] ; W_S = [1.0, 0.8, 0.6, 0.4] \quad \checkmark$$

$$V = [6, 4, 5, 3] ; W_V = [1.0, 0.8, 0.6, 0.4] \quad \checkmark$$

$$L = [5, 3, 6, 4] ; W_L = [1.0, 0.8, 0.6, 0.4] \quad \checkmark$$

In this example all the indices are given the same weighting, and in each index the buses are given different weighting. Now ordering the buses according to the total weighting (depending on the order of the bus, the corresponding weight in each index has to be added to get total weight).

The final order is

$$N_{or} = [5, 6, 3, 4]$$

The corresponding weight vector is

$$W = [2.6, 2.4, 1.8, 1.6]$$

One need not give the same weighting to all the indices. Depending on the priority of the function of the compensator, one index can be given more weight than the other. Practical constraints can also be included. For example, if a certain bus location is not feasible for the compensator, the corresponding bus can be given zero weight for all three indices.

The next step in overall optimization is to minimize the number of these locations and at the same time minimize the size of each installation.

PROBLEM FORMULATION

The reactive power allocation problem can be formulated as a linear programming (L.P) problem, including generator voltages, transformer taps, and switchable var sources as control variables. The L.P problem can be expressed as:

minimize

$$F = C_1 \Delta V_G + C_2 \Delta Q + C_3 \Delta T \quad (17)$$

subject to: limits on control variables

$$\begin{aligned} \Delta V_{Gmin} &\leq \Delta V_G \leq \Delta V_{Gmax} \\ \Delta Q_{min} &\leq \Delta Q \leq \Delta Q_{Lmax} \\ \Delta T_{min} &\leq \Delta T \leq \Delta T_{max} \end{aligned} \quad (18)$$

limits on dependent variables

$$\Delta Q_{min} \leq J_{GG}^* \Delta V_G + J_{GL}^* \Delta Q + J_{GT}^* \Delta T \leq \Delta Q_{Lmax} \quad (19)$$

$$\Delta V_{Lmin} \leq J_{LG}^* \Delta V_G + J_{LL}^* \Delta Q + J_{LT}^* \Delta T \leq \Delta V_{Lmax} \quad (20)$$

where C_1, C_2, C_3 are cost vectors of appropriate dimensions, associated with varying the generator voltages, var sources and transformer taps respectively, and

- ΔV_G : vector of change in generator voltages
- ΔV_L : vector of change in load voltages.
- ΔT : vector of change in transformer taps
- ΔQ_G : vector of change in generator reactive powers
- ΔQ_L : vector of change in load reactive powers.

The matrices ($J_{GG}^*, J_{GL}^*, \dots, J_{LT}^*$) in equations (19) and (20) can be obtained from the nodal difference equation for the bus powers (1), including taps as follows:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PV} & J_{PT} \\ J_{Q\delta} & J_{QV} & J_{QT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (21)$$

Because only optimization of reactive power dispatch is sought, it can be assumed that $\Delta P=0$. From equation (21) expressing $\Delta \delta$ in terms of ΔV and ΔT and simplifying:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{QV} & J_{QT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (22)$$

Expressing ΔQ in terms of generator reactive powers and load reactive powers:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_G \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{GG} & J_{GL} & J_{GT} \\ J_{LG} & J_{LL} & J_{LT} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_L \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (23)$$

By rearranging the above equation with the control variables ($\Delta V_G, \Delta Q_L, \Delta T$) on the right-hand side and the pendant variables ($\Delta Q_G, \Delta V_L$) on the left-hand side, we get

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_G \\ \Delta V_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{GG}^* & J_{GL}^* & -J_{GT}^* \\ J_{LG}^* & J_{LL}^* & J_{LT}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta Q_L \\ \Delta T \end{bmatrix} \quad (24)$$

Linear programming techniques can be applied to solve the above problem. The solution can be obtained either by primal or dual methods. The basic difference between the two approaches are [16]:

Primal Methods: An initial feasible point is determined and feasibility is maintained from iteration to iteration, so that the process converges towards an optimal point.

Dual Methods: The dual algorithm starts with an optimal feasible solution to a subset of the problem constraints, and at each iteration introduces a new constraint into this subset while maintaining optimality and feasibility, until all violations have been removed.

Generally dual algorithms are considered to have advantages for power systems applications [16]. But here new primal algorithm based on active set analysis [17] is applied to solve the problem. It is equivalent (in computational aspect) to a Simplex dual method. So it retains the dual algorithm's greater suitability for power system problems and also it has the additional advantage of being a primal method.

PARAMETRIC LINEAR PROGRAMMING

Once the optimal solution of the location problem is obtained, a parametric L.P is used to decide:

How much reduction in reactive power limits (from added capacitors and inductors) can be obtained without affecting the cost function.

If the reduction in reactive power is accompanied by an increase in cost function, how far the reactive power can be reduced such that there is a net reduction in cost.

The parametric L.P is formulated as [17]:

$$\min \{ (c+qt)^T X / AX \leq b+tp \} \quad (25)$$

for all t with $t_{\min} \leq t \leq t_{\max}$; where

A : (m,n) matrix

m : number of constraints
 n : number of control variables
 c, q, X : vectors of dimension n
 b and p : vectors of dimension m .

Then if the above problem has an optimal solution for $t=t_{\min}$ such that every critical value is non-degenerate, then the parametric algorithm terminates after a finite number of iterations with critical values $t_{\min}=t_0 < t_1 < \dots < t_\gamma$ and vectors $h_{1j}; h_{2j}; j=0,1, \dots, \gamma-1$, such that [17]:

1. Either $t=t_{\max}$ or (25) has no optimal solution for any $t > t_\gamma$
2. For $j=0,1, \dots, \gamma-1$, $X_j(t) = h_{1j} + th_{2j}$ is an optimal solution to (25) for all t with $t_j < t < t_{j+1}$

Here X is a control vector which includes generator voltages, taps and switchable var sources. $t_{\min}=0$ corresponds to the original L.P problem defined by equations (17) to (20).

Since the interest is in reducing the reactive power limits corresponding to added reactive sources at load buses, the vector q is zero and all elements of vector p are also zero except those corresponding to added reactive sources.

DIGITAL SOLUTION ALGORITHM

It is now necessary to combine the location vector ordering and L.P algorithm into a single procedure suitable for digital computer implementation. Different steps involved in this process are:

1. Perform a base case load flow solution.
2. Check the performance. If the voltages are within limits stop. Otherwise go to step 3.
3. a. Calculate $\partial P_L / \partial Q_L$ and voltage performance index (V.P.I).
 b. Order $\partial P_L / \partial Q_L$ and V.P.I in decreasing order of magnitude. Identify steady-state stability indices from Jacobian and sort them in increasing magnitude. Also order corresponding load buses for each index.
 c. Give each of the indices a weighting factor, and also give decreasing weighting factors for each load bus.
 d. Get overall order of the locations for the load buses, taking into account the total weighting of each load bus for all the three indices.
4. Use existing reactive power controllers, if any, to rectify constraint violations. If all the constraints are within limits, stop. Otherwise go to step 5.
5. Include n_1 shunt reactive power devices at n_1 load buses, using the order found in step 3.d. If there are no more violations go to step 7. If $n_1 > n_{1\max}$ stop. Otherwise go to step 6.
6. Increase n_1 to n_1+k . Go to 5. (k is a constant.)
7. Use parametric L.P to reduce the size of the shunt reactive power sources.
8. Modify control variables (or state variables), perform a load flow study and go back to step 2.

SYSTEM STUDIES

The developed methodology is tested by solving two test systems. These systems are the Ward & Hale 6 bus system and the modified IEEE 30 bus system. The data for both systems can be found in reference [18].

6 BUS SYSTEM: Here buses 1 and 2 are generators and the remaining 4 are load buses. There are two tap changing transformers.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาติให้นำไปใช้ประโยชน์อื่นใด
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งยังมีเหตุผลเป็นอันต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Table 1. L.P Results for 6 bus system

Variables	Limits		Initial state full load	Final state full load
	lower	upper		
control(p.u)				
V ₁	1.0	1.1	1.0500	1.0705
V ₂	1.1	1.15	1.1000	1.1000
tap _{6,5}	0.9	1.1	1.0250	1.0250
tap _{4,3}	0.9	1.1	1.1000	1.1000
Q ₃	0.0	0.2	0.0000	0.1195
Q ₄	0.0	0.2	0.0000	0.0000
Q ₅	0.0	0.2	0.0000	0.0000
Q ₆	0.0	0.2	0.0000	0.0000
dependent(p.u)				
V ₁	-0.2	1.0	0.3440	0.2650
V ₂	-0.2	1.0	0.3330	0.2520
V ₃	0.92	1.0	0.8640	0.9200
V ₄	0.92	1.0	0.9550	1.0000
V ₅	0.92	1.0	0.9040	0.9250
V ₆	0.92	1.0	0.9370	0.9650
System loss(MW)			11.3260	9.9000

Table 2. Parametric L.P Results for 6 bus system at t=0 cost function (F)= 0.13995 → ΔV₆+ΔQ₆+ΔT

Upper Limit of t(p.u)	Corresponding Cost function(p.u)
0.0806	0.139950
0.1056	0.158255

For this system as previously outlined, load bus order taking into account all three indices is
 $N_{br} = [5, 6, 3, 4]$ (26)

All the three indices are given the same weighting. For a given full load condition there are two load bus voltage violations at buses 3 and 5. At first generator voltages at buses 1&2 and the tap setting of the two transformers are used to rectify the situation, but the L.P algorithm suggests adding capacitors at buses 3,5,6 to alleviate the situation. The results are given in Table 1. Then parametric L.P is used to reduce the size of the capacitors. Here p vector elements correspond to buses 3,5 and 6 are -1 and others zero. So t gives the amount of reactive power reduction. Vector q is a zero vector. The results are given in Table 2. This table shows that the capacitive limits at buses 3,5, and 6 can be reduced by 0.0806p.u from 0.2p.u without affecting the cost function. there is no feasible solution if the reduction is more than 0.1056p.u.

IEEE 30 BUS SYSTEM: For convenience in this application, the buses are renumbered such that generator buses are from 1 to 6 and the remaining 24 buses are load buses. There are 4 transformers with tap changers.

The load bus order for reactive power location by taking into account all three indices is

$N_{br} = [26, 18, 23, 30, 24, 29, 19, 22, 14, 21, 20, 17, 25, 10, 16, 15, 27, 9, 13, 12, 11, 7, 8, 28]$ (27)

For a given full-load condition there are 9 load bus voltage violations (at buses 18,19,20,21,23,24,26,30). The L.P algorithm suggests adding three capacitors at buses 26,18,23 to get all the voltages within the limits. The results are given in Table 3.

Again parametric L.P is used to reduce the size of

the capacitors. Here p vector elements corresponding to buses 26,28,23 are -1 and others zero. Vector q is a zero vector. The upper limits of t and the corresponding cost values are given in Table 4. From the table, the size of capacitors at buses 26,18,23 can be reduced by 0.15426p.u from 0.2p.u without affecting the cost function. There is no feasible solution if the reduction is more than 0.1765p.u. From the table it can be seen that increasing t (reducing reactive power limit) increases the cost function. Therefore knowing the cost associated with t, the algorithm can be stopped if

$N_c C_p \Delta t < \Delta F$ (28)

where

- Δt: change in upper limits of t
- N_c: number of compensators planned
- C_p: cost per unit increase in Δt
- ΔF: F_{i+1}-F_i

Table 3. L.P results for 30 bus system

Variables	Limits		Initial state full load	Final state full load
	lower	upper		
control(p.u)				
V ₁	1.0	1.1	1.0500	1.0500
V ₂	1.0	1.05	1.0338	1.0338
V ₃	1.0	1.05	1.0230	1.0386
V ₄	1.0	1.10	1.0913	1.0913
V ₅	1.0	1.10	1.0058	1.0058
V ₆	1.0	1.10	1.0883	1.0883
tap _{13,9}	0.9	1.10	1.0155	1.0155
tap _{13,10}	0.9	1.10	0.9629	0.9629
tap _{11,12}	0.9	1.10	1.0129	1.0139
tap _{28,27}	0.9	1.10	0.9583	0.9583
Q ₁₈	0.0	0.20	0.0000	0.0045
Q ₂₃	0.0	0.20	0.0000	0.0458
Q ₂₆	0.0	0.20	0.0000	0.0000
dependent(p.u)				
Q ₁	-0.30	1.00	-0.0153	-0.0445
Q ₂	-0.40	0.50	-0.0621	-0.1534
Q ₃	-0.20	0.59	0.1580	0.3448
Q ₄	-0.20	0.70	0.3305	0.2961
Q ₅	-0.06	0.24	0.0555	0.0078
Q ₆	-0.06	0.50	0.4192	0.3750
V ₇	1.0	1.04	1.0046	1.0102
V ₈	1.0	1.04	1.0288	1.0342
V ₉	1.0	1.04	1.0288	1.0355
V ₁₀	1.0	1.04	1.0113	1.0201
V ₁₁	1.0	1.04	1.0233	1.0299
V ₁₂	1.0	1.04	1.0346	1.0400
V ₁₃	1.0	1.04	1.0169	1.0263
V ₁₄	1.0	1.04	1.0158	1.0230
V ₁₅	1.0	1.04	1.0080	1.0170
V ₁₆	1.0	1.04	1.0174	1.0243
V ₁₇	1.0	1.04	1.0076	1.0159
V ₁₈	1.0	1.04	0.9849	1.0027
V ₁₉	1.0	1.04	0.9851	1.0000
V ₂₀	1.0	1.04	0.9908	1.0042
V ₂₁	1.0	1.04	0.9990	1.0081
V ₂₂	1.0	1.04	0.9997	1.0089
V ₂₃	1.0	1.04	0.9965	1.0064
V ₂₄	1.0	1.04	0.9899	1.0000
V ₂₅	1.0	1.04	1.0034	1.0153
V ₂₆	1.0	1.04	0.9855	1.0000
V ₂₇	1.0	1.04	1.0206	1.0323
V ₂₈	1.0	1.04	1.0123	1.0231
V ₂₉	1.0	1.04	1.0007	1.0123
V ₃₀	1.0	1.04	0.9892	1.0008
System loss(MW)			7.46200	7.44200

Table 4. Parametric LP results for 30 bus system at $t=0$ $F_0=0.06699$

Upper Limit of $t(p.u)$	Corresponding Cost function(p.u)
0.1542	0.066990
0.1554	0.067150
0.1592	0.067730
0.1620	0.068210
0.1711	0.089770
0.1736	0.098200
0.1761	0.110370
0.1765	0.114990

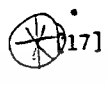
CONCLUSIONS

A systematic approach has been developed to decide location, size and number of reactive power devices required in a power system, based on system-wide indices. These include a new voltage performance index to evaluate reactive power compensation for voltage control. In combination with parametric programming is used to find the minimum number and amount of reactive power. The overall algorithm permits, incorporating arbitrary practical and economic constraints so engineering judgement can be factored into the automatically optimized location and sizing process of reactive power compensation.

REFERENCES

- H.H.Happ, and K.A.Wiragau., "Static and Dynamic VAR Compensation in System Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-97, Sep/Oct 1978, pp.1564-1578.
- R.M.Maliszewski, L.L.Carver, and A.J.Wood, "Linear Programming as an Aid in Planning Kilovolt Requirements", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-87, Dec. 1968, pp.1963-1968.
- A.Kishore, and E.F.Hill, "Static Optimization of Reactive Power Sources by Use of Sensitivity Parameters", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-90, May/June 1971, pp.1166-1173.
- R.M.Porter, and H.K.Archin, "VAR Allocation - An Optimization Technique", 1971 PICA Conference Proceedings, pp.310-318.
- S.S.Sachdeva, and R.Billinton, "Optimal Network VAR Planning by Nonlinear Programming", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-92, 1973, pp.1217-1225.
- A.Hughes, G.Jee, P.Hsiang, R.R.Shoults, and M.S.Chen, "Optimal Reactive Power Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-100, May 1981, pp.2189-2196.
- R.A.Fernades, F.Lange, R.C.Burchett, H.H.Happ, and K.A.Wirgau, "Large Scale Reactive Power Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-102, May 1983, pp.1083-1088.
- W.M.Lebow, R.rouhani, R.nadira, P.B.Usoro, R.K.Mehra, D.W.Sobieski, M.K.Pal, and M.P.Bhavaraju, "A Hierarchical Approach to Reactive Volt Ampere (VAR) Optimization in System Planning", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-104, August 1985, pp.2051-2057.
- S.C.Savulescu, "Qualitative Indices for the system Voltage and Reactive Power Control", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-95, July/ August 1976, pp.1413-1421.
- V.A.Venikov, V.A.Stroev, V.I.Idelchick, and V.I.Tarasov, "Estimation of Electrical Power System Steady-State Stability in Load Flow Calculations", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-94, May/June 1975, pp.1034-1041.
- V.I.Idelchick, L.E.Nozhin, O.V.Shcherbachov, V.A.Stroev, L.V.Tsukernik, and V.A.Venikov, "Steady-State Aperiodic Stability Analysis of Complex Power Systems with the Help of Digital Computers", CIGRE, Report 32-10, 1972.

- [12] Paul Dirmo, "Nodal Analysis of Power Systems", Abacus Press, 1975, Kent.
- [13] B.Stott, and D.Alsac, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Tran. on PAS, Vol. PAS-93, May/June 1974, pp.859-867.
- [14] H.H.Happ, "Optimal Power Dispatch", IEEE Tran. on PAS, Vol. PAS-93, May/June 1974, pp.820-830.
- [15] K.R.C.Marrandur, and R.D.Chenoweth, "Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvements in Voltage Profiles and for Real Power Loss Minimization", IEEE Tran. on PAS, Vol. PAS-100, July 1981, pp.3185-3194.
- [16] B.Stott, J.L.Marinho, and D.Alsac, "Review of Linear Programming Applied to Power System Rescheduling", Pro. of the IEEE PICA Conference, May 1979, pp. 142-154.
- [17] Michael J.Best, and Klaus Ritter, "Linear Programming: Active Set Analysis and Computer Programs", Prentice-Hall, Inc., 1985.
- [18] K.Y.Lee, Y.M.Park, and J.L.Ortiz, "A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch", IEEE Tran. on PAS, Vol. PAS-104, May 1985, pp.1147-1153.



๕๕๕๕๕๕๕๕

การศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้