รายการอ้างอิง

1. ชินวัฒน์ นาคอุดม, แผนการบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่คำนึงถึงระดับความเชื่อถือได้และค่าใช้จ่ายในการผลิต, วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พศ.2539.

2. สมพร สิริสำราญนุกูล, การประเมินความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบผลิตไฟฟ้ากำลัง, วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, ปีการศึกษา 2539.

3. Billinton,R., and Allen,R.N., Reliability Evaluation of Power Systems, pitman Publishing Company, 1984.

4. Wang,X., and McDonald,J.R., Modern Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1994.

5. Wood,A.J., and Wollenberg,B.R., Power Generation Operation and Control, John Wiley & Sons Inc., 2nd edition, 1996.

6. Quan Chen, A Comparative Study of Power Generation System Reliability Including The Consideration of Energy Limited Units, IEE 1992.

7. Chanan Singh and Quen Chen, An Analytical Technique for the Reliability Modeling of Generation Systems Including Energy Limited Units , IEEE Transaction on Power system ,Vol. PWRS-2 ,No.1, pp123-128, february 1987.

8. Owayedh,M.S., Energy Cost Based Technique for Maintenance Scheduling of Generating Systems, IEEE 7th Mediterranean Electrotechnical conference, Volume 3, pp 917-920, 1994.

9. Niimura,T., Ziao,M., and Yokoyama,R., Flexible Generator Maintenance Scheduling Considering Uncertainties of Objectives and Constraints, IEEE 1996 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Volume 1, pp 400-403, May 1996.

10. Bianu,A., Frant,S., and Gurevich,V., Some Aspects of Using Maintenance Scheduling Algorithms in Long Range Planning Models, IEEE 18th Convention of Electrical and Electronics Engineers in Israel, pp1.5.6/1-1.5.6/6, 1995.

11. Gomes,C.P., Smith,D., and Westford,S., Synthesis of Schedulers for Planned Shutdowns of Power Plants, IEEE Proceeding of the 11th Knowledge-Based Software Engineering Conference, pp 12-20, 1996.

12. van den Bosch P.P.J., Short-term optimization of thermal power systems , Huisdrukkerij Technishe Hogeschool delft.

13. Rao S.S. , Optimization Theory and Applications , Wiley Eastern Limited, 1984.

14. Render,B., and Stair,R.M.,Jr., Quantitative Analysis for Management , Prentice-Hall International Company, 6th edition, 1997.

15. Payne,T.D., Quantitative Techniques for Management : A Practical Apporoach , Prentice-Hall International Company, 1982.

16. ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, Statistical Report Fiscal year 1996 , 1997.

17. ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, เอกสารข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า , มีนาคม 1998.

18. Billinton R. and Allan R.N. , Reliability Assessment of Large Electric Power Systems , Kluwer Academic Publishers, 1988.

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก
ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลัง IEEE-RTS

ระบบ IEEE-RTS [3,18] เป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านอกจากนี้ยังใช้เป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์และเปรียบเทียบวิธีการต่างๆที่ใช้ในการทดสอบความเชื่อถือได้ โดยข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ในระบบผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย 2 ส่วนใหญ่ๆคือ ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและข้อมูลของโหลดซึ่งแสดงดังต่อไปนี้

ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

กำลังผลิตติดตั้งในระบบ IEEE-RTS มีค่าเท่ากับ 3405 MW โดยข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ก.1

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ IEEE-RTS

กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ค่า FOR	MTTF(hrs)	MTTR(hrs)
12	5	น้ำมัน	0.02	2940	60
20	4	ก๊าซเทอร์ไบน์	0.10	450	50
50	6	น้ำ	0.01	1980	20
76	4	ถ่านหิน	0.02	1960	40
100	3	น้ำมัน	0.04	1200	50
155	4	ถ่านหิน	0.04	960	40
197	3	น้ำมัน	0.05	950	50
350	1	ถ่านหิน	0.08	1150	100
400	2	นิวเคลียร์	0.12	1100	150

ข้อมูลอีกส่วนหนึ่งที่สำคัญคือลำดับการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบซึ่งลำดับในการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสดงได้ดังตารางที่ ก.2 พร้อมทั้งแสดงค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องซึ่งประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายที่คงที่ (Fixed cost) และค่าใช้จ่ายในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Operating cost) โดยข้อมูลในส่วนนี้จะใช้ในการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายต่างๆในระบบผลิตไฟฟ้ารวมไปถึงการประเมินค่ากำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมในระบบ

ตารางที่ ก.2 ลำดับการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าไปในระบบและค่าใช้จ่ายในการผลิต

ลำดับที่	ค่ากำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ ($/kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง ($/MWh)
1	50	-	0.05
2	50	-	0.05
3	50	-	0.05
4	50	-	0.05
5	50	-	0.05
6	50	-	0.05
7	400	5.0	0.30
8	400	5.0	0.30
9	350	4.5	0.70
10	197	5.0	0.70
11	197	5.0	0.70
12	197	5.0	0.70
13	155	7.0	0.80
14	155	7.0	0.80
15	155	7.0	0.80
16	155	7.0	0.80
17	100	8.5	0.80
18	100	8.5	0.80
19	100	8.5	0.80
20	76	10.0	0.90
21	76	10.0	0.90
22	76	10.0	0.90
23	76	10.0	0.90
24	12	10.0	0.90
25	12	10.0	0.90
26	12	10.0	0.90
27	12	10.0	0.90
28	12	10.0	0.90
29	20	3.0	5.00
30	20	3.0	5.00
31	20	3.0	5.00
32	20	3.0	5.00

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ก.2 ข้อมูลของโหลด

โหลดสูงสุดในระบบ IEEE-RTS มีค่าเท่ากับ 2,850 MW ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้จะแบ่งเป็น 2 ส่วนดังตารางที่ ก.3 และ ก.4 โดยตารางที่ ก.3 ให้ข้อมูลเป็นค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์ที่เกิดขึ้นใน 52 สัปดาห์(โหลดสูงสุดเกิดในสัปดาห์ที่ 51)

ตารางที่ ก.3 เปอร์เซนต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์

สัปดาห์	ค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์	สัปดาห์	ค่าโหลดสูงสุดในแต่ละสัปดาห์
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.0	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	89.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.4 จะให้ค่าโหลดสูงสุดรายวันในรูปของค่าเปอร์เซนต์ในแต่ละสัปดาห์ โดยกำหนดให้เป็นรูปแบบเดียวกันของทุกๆสัปดาห์ใน 1 ปี จากตารางข้อมูลที่ ก.4 และ ก.3 ข้อมูลของโหลดจะพิจารณาทั้งสิ้น 52x7 = 364 วัน โดยกำหนดให้วันแรกเป็นวันจันทร์เสมอ

ตารางที่ ก.4 เปอร์เซนต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละวันใน 1 สัปดาห์

วัน	ค่าโหลดสูงสุด
จันทร์	93
อังคาร	100
พุธ	98
พฤหัส	96
ศุกร์	94
เสาร์	77
อาทิตย์	75

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข
ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ข.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ สิ้นปีงบประมาณ 2541 (30 กันยายน 2541) .จำนวน 156 เครื่อง [17] และ ณ สิ้นปีงบประมาณ 2542 (30 กันยายน 2542) จำนวน 168 เครื่อง[17] ซึ่งมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ ข.1 และ ข.2

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
NB-T1	75	36127.17	165.0	0.034		
NB-T2	75	36127.17	165.0	0.021		
NB-T3	88	36127.17	165.0	0.162		
SB-T1	200	42234.13	127.6	0.015		
SB-T2	200	42234.13	127.6	0.025		
SB-T3	301	42234.13	127.6	0.018		
SB-T4	301	42234.13	127.6	0.039		
SB-T5	301	42234.13	127.6	0.020		
SB-C11	110	179186.24	116.3	0.054		
SB-C12	110	179186.24	116.3	0.079		
SB-C10	115	0	0	0.144		
SB-C21	202	179186.24	116.3	0.074		
SB-C22	202	179186.24	116.3	0.074		
SB-C20	219	0	0	0.074	1/41	
SNO-G1	122	250553.08	309.5	0.016		
SNO-G2	122	250553.08	309.5	0.046		
NCO-G1	122	159061.47	291.7	0.126		
NCO-G2	122	159061.47	291.7	0.048		
NCO-G3	122	159061.47	291.7	0.017		
NCO-G4	122	159061.47	291.7	0.012		

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
SNR-H1	120	107194.33	36.1	0.011		1590
SNR-H2	120	107194.33	36.1	0.011		
SNR-H3	120	107194.33	36.1	0.012		
SNR-H4	180	107194.33	36.1	0.010		
SNR-H5	180	107194.33	36.1	0.042		
TN-H1	19	639175.15	69.3	0.011		150
TN-H2	19	639175.15	69.3	0.009		
KHL-H1	100	199701.28	48.9	0.009		980
KHL-H2	100	199701.28	48.9	0.007		
KHL-H3	100	199701.28	48.9	0.011		
KKC-H1	18	72270.00	56.5	0.020		88
BPK-T1	550	68407.37	121.0	0.043		
BPK-T2	550	68407.37	121.0	0.033		
BPK-T3	600	162981.07	120.0	0.024		
BPK-T4	600	162981.07	120.0	0.008		
BPK-C11	61	106742.00	128.3	0.070		
BPK-C12	61	106742.00	128.3	0.093		
BPK-C13	61	106742.00	128.3	0.024		
BPK-C14	61	106742.00	128.3	0.038		
BPK-C10	138	0	0	0.052		
BPK-C21	61	106742.00	128.3	0.038		
BPK-C22	61	106742.00	128.3	0.024		
BPK-C23	61	106742.00	128.3	0.055		
BPK-C24	61	106742.00	128.3	0.051		
BPK-C20	138	0	0	0.046		
BPK-C31	104	196076.07	108.0	0.039		
BPK-C32	104	196076.07	108.0	0.037		
BPK-C30	110	0	0	0.016		

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
BPK-C41	104	196076.07	108.0	0.113		
BPK-C42	104	196076.07	108.0	0.021		
BPK-C40	110	0	0	0.044		
RY-C11	103	0	131.4	0.020		
RY-C12	103	0	131.4	0.032		
RY-C10	102	0	0	0.025		
RY-C21	103	0	131.4	0.008		
RY-C22	103	0	131.4	0.004		
RY-C20	102	0	0	0.009		
RY-C31	103	0	131.4	0.004		
RY-C32	103	0	131.4	0.004		
RY-C30	102	0	0	0.007		
RY-C41	103	0	131.4	0.011		
RY-C42	103	0	131.4	0.008		
RY-C40	102	0	0	0.008		
WN-C11	223	142262.40	93.5	0.250		
WN-C12	223	142262.40	93.5	0.250		
WN-C10	205	0	0	0.250		
WN-C21	223	142262.40	93.5	0.250		
WN-C22	223	142262.40	93.5	0.250		
WN-C20	205	0	0	0.250	11/40	
WN-C31	236	142262.40	93.5	0.250		
WN-C32	236	142262.40	93.5	0.250		
WN-C30	257	0	0	0.250	4/41	
PMN-H1	34	288160.95	79.0	0.045		244
PMN-H2	34	288160.95	79.0	0.037		
PMN-H3	34	288160.95	79.0	0.022		
PMN-H4	34	288160.95	79.0	0.029		

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
UR-H1	8	208562.61	244.1	0.004		21
UR-H2	8	208562.61	244.1	0.017		
UR-H3	8	208562.61	244.1	0.005		
SRD-H1	12	82281.66	129.8	0.006		62
SRD-H2	12	82281.66	129.8	0.002		
SRD-H3	12	82281.66	129.8	0.051		
CLB-H1	20	37034.83	163.8	0.003		56
CLB-H2	20	37034.83	163.8	0.003		
NP-H1	3	80569.57	428.7	0.003		13
NP-H2	3	80569.57	428.7	0.010		
HK-H1	1	773084.02	1471.4	0.002		
NPO-C11	121	178634.93	87.0	0.049		
NPO-C12	121	178634.93	87.0	0.092		
NPO-C10	113	0	0	0.048		
NPO-C21	121	178634.93	87.0	0.117		
NPO-C22	121	178634.93	87.0	0.068		
NPO-C20	113	0	0	0.041		
RPB-H1	80	111373.47	100.5	0.009		485
RPB-H2	80	111373.47	100.5	0.014		
RPB-H3	80	111373.47	100.5	0.011		
BLG-H1	24	139292.88	108.7	0.011		194
BLG-H2	24	139292.88	108.7	0.006		
BLG-H3	24	139292.88	108.7	0.004		
BST-H1	1	395867.54	36.6	0.002		
SRT-T1	25*	101768.67	237	0.091		
KN-T1	75	0	150.2	0.063		
KN-T2	75	0	150.2	0.133		
KN-C11	112	0	150.2	0.053		

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
KN-C12	112	0	150.2	0.019		
KN-C13	112	0	150.2	0.033		
KN-C14	112	0	150.2	0.028		
KN-C10	226	0	0	0.155		
PK-D1	3	12165.89	1051.2	0.005		
PK-D2	3	12165.89	1051.2	0.005		
PK-D3	3	12165.89	1051.2	0.005		
PK-D4	3	12165.89	1051.2	0.005		
BB-H1	76	65536.13	44.9	0.010		1130
BB-H2	76	65536.13	44.9	0.021		
BB-H3	76	65536.13	44.9	0.006		
BB-H4	76	65536.13	44.9	0.011		
BB-H5	70	65536.13	44.9	0.005		
BB-H6	70	65536.13	44.9	0.007		
BB-H7	115	65536.13	44.9	0.010		
BB-H8	171	65536.13	44.9	0.012		
SK-H1	125	82902.45	46.8	0.033		708
SK-H2	125	82902.45	46.8	0.005		
SK-H3	125	82902.45	46.8	0.010		
SK-H4	125	82902.45	46.8	0.063		
MNG-H1	5	234433.37	181.4	0.005		14
MNG-H2	5	234433.37	181.4	0.005		
MH-D1	1	99552.84	499.6	0.005		
MH-D2	1	99552.84	499.6	0.005		
MH-D3	1	99552.84	499.6	0.005		
MH-D4	1	99552.84	499.6	0.005		
MH-D5	1	99552.84	499.6	0.005		
MH-D6	1	99552.84	499.6	0.005		

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
MM-T1	75	168729.98	76.4	0.034		
MM-T2	75	168729.98	76.4	0.023		
MM-T3	75	168729.98	76.4	0.020		
MM-T4	150	256809.72	82.7	0.031		
MM-T5	150	256809.72	82.7	0.017		
MM-T6	150	256809.72	82.7	0.021		
MM-T7	150	225742.40	82.7	0.007		
MM-T8	300	225742.40	66.2	0.043		
MM-T9	300	225742.40	66.2	0.028		
MM-T10	300	225742.40	66.2	0.011		
MM-T11	300	225742.40	66.2	0.012		
MM-T12	300	225742.40	66.2	0.026		
MM-T13	300	225742.40	66.2	0.134		
LKB-G1	16	53194.34	100.1	0.034		
LKB-G2	16	53194.34	100.1	0.044		
LKB-G3	14	53194.34	100.1	0.051		
LKB-G4	14	53194.34	100.1	0.042		
LKB-G5	20	53194.34	100.1	0.023		
LKB-G6	20	53194.34	100.1	0.004		
LKB-G7	20	53194.34	100.1	0.005		
LKB-G8	20	53194.34	100.1	0.017		
LKB-G9	14	53194.34	100.1	0.028		
THB-H1	94	0	90.0	0.009	4/41	
THB-H2	94	0	90.0	0.009	4/41	
RB-C11	200	1422624	935	0.250	12/41	
RB-C12	200	1422624	935	0.250	1/42	
RB-C21	200	1422624	935	0.250	2/42	
RB-C22	200	1422624	935	0.250	3/42	
RB-C31	200	1422624	935	0.250	4/42	

เครื่องกำเนิดฯ	กำลังผลิต (MW)	ค่าใช้จ่ายคงที่ (สตางค์/ kW/ปี)	ค่าใช้จ่ายแปรผัน (สตางค์/ kWh)	UOR	เริ่มใช้งาน	พลังงานจำกัด (GWh)
RB-C32	200	1422624	935	0.250	5/42	
ThOil-C11	115	0	1502	0.250	7/42	
ThOil-C12	115	0	1502	0.250	7/42	
ThOil-C10	120	0	0	0.250	7/42	
ThOil-C21	115	0	1502	0.250	7/42	
ThOil-C22	115	0	1502	0.250	7/42	
ThOil-C20	120	0	0	0.250	7/42	

หมายเหตุ 1. ค่า UOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคำนวณจาก

- กรณีทั่วไปใช้ค่าเฉลี่ยจากปีงบประมาณ 2538 และ 2539
- กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเดินเครื่องเพียง 1 ปีใช้ค่าจากปีงบประมาณ 2539
- กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ใช้การประมาณค่า UOR จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีลักษณะเช่นเดียวกันในโรงไฟฟ้าเดียวกัน

ตารางที่ ข.2 กำลังผลิตที่คาดว่าจะลดลงในแต่ละเดือน ระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เดือน/ปี พศ.	กำลังผลิตที่ลด (MW)	เดือน/ปี พศ.	กำลังผลิตที่ลด (MW)
10/40	437	10/41	373
11/40	500	11/41	292
12/40	520	12/41	298
1/41	530	1/42	528
2/41	545	2/42	545
3/41	550	3/42	550
4/41	572	4/42	572
5/41	624	5/42	624
6/41	662	6/42	662
7/41	619	7/42	619
8/41	565	8/42	565
9/41	520	9/42	520

ข.2 ข้อมูลการซื้อไฟฟ้า

ข้อมูลการซื้อไฟฟ้าจากสัญญาประเภทที่ต้องจ่ายพลังงานเมื่อต้องการ (Firm units) ทั้งจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ แสดงตามตารางที่ ข.3

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลการซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ผู้ขายไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	วันที่เริ่มซื้อขายตามสัญญา
SPP1	358	เริ่มปีงบประมาณ 2541
SPP2	55	มกราคม 2541
SPP3	95	พฤษภาคม 2541
SPP4	236	กรกฎาคม 2541
SPP5	350	ตุลาคม 2541
SPP6	180	มกราคม 2542
SPP7	19	เมษายน 2542
SPP8	90	กรกฎาคม 2542

ข.3 ข้อมูลโหลด

โหลดพยากรณ์สูงสุดในระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีค่าเท่ากับ 15,400 MW สำหรับปีงบประมาณ 2541 แบ่งเป็น 2 ส่วนดังตารางที่ ข.4 และ ข.5 โดยตารางที่ ข.4 ให้ข้อมูลเป็นค่าโหลดสูงสุดในแต่ละเดือนที่เกิดขึ้นในปีงบประมาณ 2541 และ 2542 (โหลดสูงสุดเกิดในเดือนเมษายน และพฤษภาคม 2541 และพฤษภาคม 2542)

ตารางที่ ข.4 โหลดพยากรณ์สูงสุดในแต่ละเดือน

เดือน/ปี พศ.	โหลดสูงสุด (MW)	เดือน/ปี พศ.	โหลดสูงสุด (MW)
10/40	13800	10/41	13127
11/40	13900	11/41	12917
12/40	13900	12/41	12880
1/41	14100	1/42	12732
2/41	14500	2/42	13403
3/41	15100	3/42	13927

เดือน/ปี พศ.	โหลดสูงสุด (MW)	เดือน/ปี พศ.	โหลดสูงสุด (MW)
4/41	15400	4/42	14300
5/41	15400	5/42	14500
6/41	15300	6/42	14450
7/41	15200	7/42	14350
8/41	15200	8/42	14190
9/41	15300	9/42	14120

ตารางที่ ข.5 จะให้ค่าโหลดสูงสุดรายวันในรูปของค่าเปอร์เซนต์ในแต่ละสัปดาห์ โดยกำหนดให้เป็นรูปแบบเดียวกันของทุกๆสัปดาห์ในแต่ละเดือน จากตารางข้อมูลที่ ข.4 และ ข.5 ข้อมูลของโหลดจะพิจารณาตามปฏิทินจริง วันแรกของการพิจารณาเป็นวันที่ 1 ตุลาคม 2540 ซึ่งตรงกับวันพุธ

ตารางที่ ข.5 เปอร์เซนต์ของโหลดสูงสุดในแต่ละวันใน 1 สัปดาห์

เดือน	เปอร์เซนต์โหลดสูงสุดในแต่ละวันใน 1 สัปดาห์						
	จันทร์	อังคาร	พุธ	พฤหัสบดี	ศุกร์	เสาร์	อาทิตย์
มกราคม	97.7	100	99.8	96.7	97.0	90.5	82.3
กุมภาพันธ์	98.3	100	98.0	96.8	98.1	89.0	81.7
มีนาคม	98.9	99.7	100	98.7	99.6	91.3	82.2
เมษายน	97.6	100	99.2	97.5	96.1	85.3	78.6
พฤษภาคม	95.2	95.8	99.1	100	97.7	89.7	81.7
มิถุนายน	97.9	98.9	99.0	100	99.2	91.4	82.8
กรกฎาคม	97.2	99.0	100	99.7	99.7	90.0	83.9
สิงหาคม	96.7	99.1	99.2	100	99.5	90.4	83.6
กันยายน	96.8	98.0	100	99.0	98.9	89.9	83.4
ตุลาคม	98.4	99.6	100	98.0	98.0	90.5	84.1
พฤศจิกายน	97.7	99.2	99.4	100	98.9	95.0	89.5
ธันวาคม	100	99.4	97.5	98.0	98.1	91.8	87.1

<u>หมายเหตุ</u> ค่าเปอร์เซนต์ในแต่ละวันใน 1 สัปดาห์ คำนวณมาจากค่าเฉลี่ยของโหลดสูงสุดในแต่ละวันตั้งแต่เดือน มกราคม 2539 ถึง ธันวาคม 2539 โดยไม่พิจารณาวันหยุดราชการ

ประวัติผู้เขียน

นาย วฤต รัตนชื่น เกิดเมื่อวันที่ 29 ธันวาคม พ.ศ. 2517 ที่เขตบางพลัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2539 แล้วได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาพลังงานไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2539 โดยระหว่างที่ศึกษาระดับปริญญามหาบัณฑิตได้รับการสนับสนุนด้านทุนการศึกษาจากศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง ของภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย