

[例 E0-2]離散変数の決定にタブーサーチを用いた最適潮流計算の解析例

(1) 目的

電気学会 EAST10 機-O/V 系統モデルを使用して、燃料費最小化、並びに送電損失コスト最小化を目的とする 2 種類の最適潮流計算^[8,9]を行う。

(2) 解析条件

(a) OPF 問題の定式化

燃料費最小化を目的とする場合の問題の定式化を以下に示す。

[目的関数]

$$\text{最小化 } G = \sum_{h \in S_G} \text{Cost}_h \quad (3.19)$$

[制約条件]

(電力方程式)

$$P_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k \{G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)\} \quad (3.20) \\ (i=1, \dots, N)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N V_i V_k \{G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)\} \quad (3.21) \\ (i=1, \dots, N)$$

(発電機出力範囲)

$$\underline{P}_{Gi} \leq P_{Gi} \leq \overline{P}_{Gi} \quad (i \in S_G) \quad (3.22)$$

$$\underline{Q}_{Gi} \leq Q_{Gi} \leq \overline{Q}_{Gi} \quad (i \in S_G) \quad (3.23)$$

(キャパシタバンク投入量範囲)

$$\underline{SC}_i \leq SC_i \leq \overline{SC}_i \quad (i=1, \dots, N) \quad (3.24)$$

(タップ位置範囲)

$$\underline{\text{Tap}}_{ik} \leq \text{Tap}_{ik} \leq \overline{\text{Tap}}_{ik} \quad (i, k=1, 2, \dots, N, (i \neq k)) \quad (3.25)$$

(リアクトル投入量範囲)

$$\underline{\text{ShR}}_i \leq \text{ShR}_i \leq \overline{\text{ShR}}_i \quad (i=1, \dots, N) \quad (3.26)$$

(潮流制限値)

$$\underline{f}_j \leq f_j \leq \overline{f}_j \quad (j=1, 2, \dots, M) \quad (3.27)$$

(電圧制限値)

$$\underline{V}_i \leq V_i \leq \overline{V}_i \quad (i=1, \dots, N) \quad (3.28)$$

ただし、

Cost_h : 総発電コスト(総燃料費)、 M : 線路の総数($j=1 \sim M$)、 N : 母線番号の総数($i=1 \sim N$)、 f_j : 線路 j の潮流、 G_{ik}, B_{ik} : 母線アドミタンス行列の実部と虚部、 V_i : 母線 i の電圧の大きさ(従属連続変数)、 θ_i : 母線 i の位相角(従属連続変数)、 P_i : 母線 i の注入有効電力(連続変数)、 Q_i : 母線 i の注入無

効電力(連続変数)、 P_{Gi} : 発電機母線 i の発電機有効電力出力(連続変数)、 Q_{Gi} : 発電機母線 i の発電機無効電力出力(連続変数)、 SC_i : 母線 i のキャパシタバンク投入量(離散変数)、 Tap_{ik} : 母線 ik 間の変圧器のタップ位置(離散変数)、 ShR_i : 母線 i のリアクトル投入量(離散変数)、 S_G : 発電機ノード番号の集合、 $\underline{\quad}, \overline{\quad}$: 下限値、上限値

また、送電コスト最小化の場合の目的関数は、以下のようになる。

[目的関数]

$$\text{最小化 } G = \sum_{i=1}^M \text{Ploss}_i \quad (3.29)$$

$$\text{Ploss}_i = \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^N G_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (i \neq j) \quad (3.30)$$

目的関数以外の制約条件は、(3.20)式～(3.28)式と同じである。(3.19)式(3.29)式の目的関数は、線路容量制約違反量、電圧制約違反量と燃料費(送電損失コスト)の重み付け和となっている。

なお、発電機燃料費最小化、送電損失最小化共に、制約条件式(3.24)～(3.26)式の変数は離散変数として取扱われていることに注意されたい。

(b) 解法

本解法では、調相設備制御量などの離散変数の決定にはタブーサーチを用い、母線電圧、発電機出力などの連続変数の決定には非線形最適化問題のパッケージツールである拡張 MINOS を入れ子構造で使用している。解法フローチャートを図 3.2 に示す^[8]。

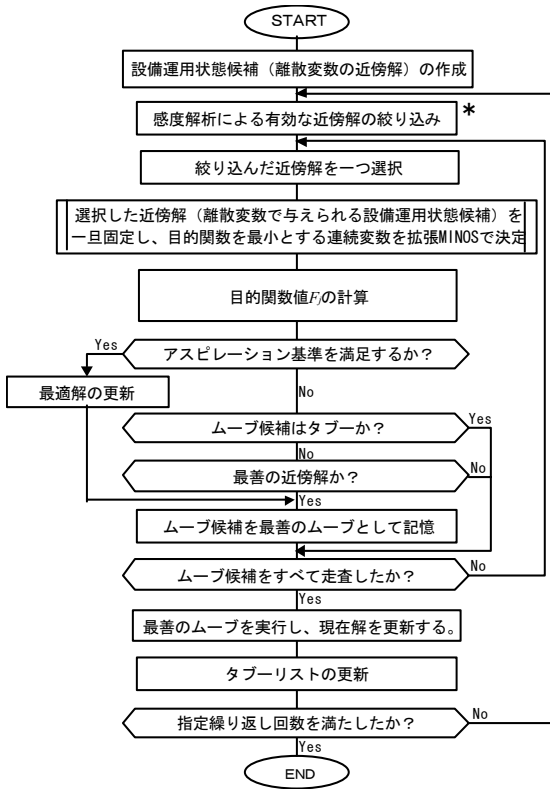


図 3.2 解法のフローチャート

(3) 解析結果

(a) 電気学会 EAST10 機-O/V 系統モデル

図 3.3 のカッコ内はノード番号である。丸は発電機を表し、矢印は負荷を表している。

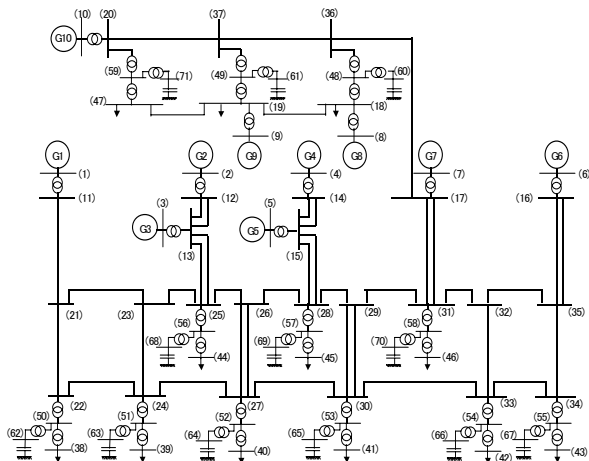


図 3.3 電気学会 EAST10 機-O/V 系統モデル系統図

(b) OPF 用入力データ

(i) 発電機燃料費係数

各ノードに接続される発電機の発電機燃料費係数を表 3.3(a)に示す。

表 3.3(a) ノード毎の発電機燃料費

発電機番号 (ノード番号)	a	b	c
G1(1)	117	2.40	0.00040
G2(2)	0	0.00	0.00000
G3(3)	0	0.00	0.00000
G4(4)	550	0.40	0.00070
G5(5)	0	0.00	0.00000
G6(6)	550	0.40	0.00070
G7(7)	0	0.00	0.00000
G8(8)	260	5.00	0.00038
G9(9)	260	5.00	0.00038
G10(10)	200	5.00	0.00005

各ノードには複数台の発電機が接続されているので 1 ノードに n 台の発電機が接続されていて、すべての発電機が同一出力で運転しているものとする、発電機一台あたりの発電機燃料費は以下の式で表される。

$$\text{Cost}_h = a + b(P_i/n) + c(P_i/n)^2 \quad (3.31)$$

(Cost_h: 千円、P_i: MW)

したがって、発電機 n 台の燃料費は以下のようになる。

$$\text{Cost}_h^n = na + bP_i + (c/n)P_i^2 \quad (3.32)$$

なお、ここでの P_i は、 $P_i = \sum_{j=1}^n P_{ij}$ であり、これは i 番目のノードに接続されるすべての発電機の出力の和である。

変換された各発電機ノードの n 台の合計出力に対する燃料費係数を表 3.3(b)に示す。

表 3.3(b) 変換後の発電機燃料費

発電機番号 (ノード番号)	na	b	c/n
G1(1)	1170	2.40	0.000040
G2(2)	0	0.00	0.000000
G3(3)	0	0.00	0.000000
G4(4)	6050	0.40	0.000063
G5(5)	0	0.00	0.000000
G6(6)	6050	0.40	0.000063
G7(7)	0	0.00	0.000000
G8(8)	2600	5.00	0.000038
G9(9)	2600	5.00	0.000038
G10(10)	2000	5.00	0.000005

(ii) 母線初期データ

各母線に関する初期値を表 3.4 に示す。

表 3.4 母線初期データ

母線 番号	母線 種別	有効電 力出力 [pu]	無効電 力出力 [pu]	電圧 [pu] (初期値)	位相角 [pu] (初期値)
1	PV	-5.000	-1.570	1.010	-2.13
2	PV	-11.000	-3.438	1.000	12.69
3	SW	-1.692	-0.967	1.020	0.00
4	PV	-6.500	-1.632	1.010	0.54
5	PV	-1.600	-0.753	1.020	-6.03
6	PV	-6.500	-1.875	1.020	-2.02
7	PV	-11.000	-4.712	1.000	19.20
8	PV	-5.000	-0.742	1.000	26.49
9	PV	-5.000	-0.566	1.000	33.47
10	PV	-3.500	-1.292	1.020	36.10
11	PQ	0.000	0.000	1.097	-7.37
12	PQ	0.000	0.000	1.093	5.14
13	PQ	0.000	0.000	1.071	-2.02
14	PQ	0.000	0.000	1.096	-3.76
15	PQ	0.000	0.000	1.080	-7.93
16	PQ	0.000	0.000	1.099	-6.25
17	PQ	0.000	0.000	1.076	11.54
18	PQ	3.850	1.205	1.016	21.23
19	PQ	3.850	1.205	1.019	28.22
20	PQ	0.000	0.000	1.093	31.05
21	PQ	0.000	0.000	1.060	-17.84
22	PQ	0.000	0.000	1.053	-23.91
23	PQ	0.000	0.000	1.053	-18.97
24	PQ	0.000	0.000	1.054	-24.92
25	PQ	0.000	0.000	1.053	-10.56
26	PQ	0.000	0.000	1.052	-16.36
27	PQ	0.000	0.000	1.053	-21.92
28	PQ	0.000	0.000	1.060	-13.28
29	PQ	0.000	0.000	1.048	-15.16
30	PQ	0.000	0.000	1.051	-21.03
31	PQ	0.000	0.000	1.046	-7.63
32	PQ	0.000	0.000	1.053	-15.50
33	PQ	0.000	0.000	1.053	-22.00
34	PQ	0.000	0.000	1.055	-20.08
35	PQ	0.000	0.000	1.070	-12.95
36	PQ	0.000	0.000	1.069	19.51
37	PQ	0.000	0.000	1.085	27.35
38	PQ	3.500	0.986	1.024	-26.89
39	PQ	7.000	1.972	1.030	-27.89
40	PQ	7.000	1.972	1.030	-24.89
41	PQ	7.000	1.972	1.027	-24.01
42	PQ	7.000	1.972	1.028	-24.97
43	PQ	3.500	0.986	1.024	-23.05
44	PQ	3.500	0.100	1.017	-13.59
45	PQ	3.500	0.100	1.030	-16.21
46	PQ	3.500	0.100	1.005	-10.80
47	PQ	2.800	0.806	1.005	27.86
48	PQ	0.000	0.000	1.014	21.45

49	PQ	0.000	0.000	1.017	28.34
50	PQ	0.000	0.000	1.022	-27.27
51	PQ	0.000	0.000	1.028	-28.27
52	PQ	0.000	0.000	1.028	-25.27
53	PQ	0.000	0.000	1.025	-24.39
54	PQ	0.000	0.000	1.026	-25.35
55	PQ	0.000	0.000	1.022	-23.44
56	PQ	0.000	0.000	1.016	-13.98
57	PQ	0.000	0.000	1.030	-16.59
58	PQ	0.000	0.000	1.005	-11.20
59	PQ	0.000	0.000	1.003	27.44
60	PQ	0.000	0.000	1.033	21.45
61	PQ	0.000	0.000	1.078	28.34
62	PQ	0.000	0.000	1.147	-27.27
63	PQ	0.000	0.000	1.165	-28.27
64	PQ	0.000	0.000	1.167	-25.27
65	PQ	0.000	0.000	1.164	-24.39
66	PQ	0.000	0.000	1.161	-25.35
67	PQ	0.000	0.000	1.142	-23.44
68	PQ	0.000	0.000	1.014	-13.98
69	PQ	0.000	0.000	0.980	-16.59
70	PQ	0.000	0.000	1.121	-11.20
71	PQ	0.000	0.000	1.017	27.44

ただし、母線種別の記号は以下の通りである。

SW:スラック母線、PV:PV 指定母線、PQ:PQ 指定母線

(iii) 線路容量データ

表 3.5 に線路容量のデータを示す。

表 3.5 線路容量データ

電圧(kV)	線種(導体)	容量(MW)
500	TACSR(810mm ² ×4)	6700
275	TACSR(810mm ² ×4)	3000

(iv) 変圧器タップデータ

表 3.6 に変圧器タップのデータを示す。なお、本解法では、初期タップ比が OPF 内部でタップ変化幅にしたがって離散化(四捨五入)されている。

表 3.6 変圧器タップデータ

発電機・変 電所番号	接続 母線		初期タ ップ位 置	変化幅 [pu/TAP]	タップ 数上限	タップ 数下限
G1	1	11	0	0.0050	11	-11
G2	2	12	-1	0.0250	2	-2
G3	3	13	0	0.0050	11	-11
G4	4	14	-1	0.0250	2	-2
G5	5	15	-1	0.0250	2	-2
G6	6	16	0	0.0050	11	-11
G7	7	17	-1	0.0250	2	-2
G8	8	18	-1	0.0250	2	-2
G9	9	19	-1	0.0250	2	-2
G10	10	20	-1	0.0250	2	-2
変電所 1	38	50	0	0.0050	11	-11
変電所 2	39	51	0	0.0050	11	-11

変電所 3	40	52	-1	0.0050	11	-11
変電所 4	41	53	-1	0.0050	11	-11
変電所 5	42	54	0	0.0050	11	-11
変電所 6	43	55	0	0.0050	11	-11
変電所 7	44	56	0	0.00525	11	-11
変電所 8	45	57	1	0.00525	11	-11
変電所 9	46	58	0	0.00525	11	-11
変電所 10	18	48	1	0.00525	11	-11
変電所 11	19	49	0	0.00525	11	-11
変電所 12	47	59	0	0.00525	11	-11

(v) 母線電圧上下限データ

表 3.7 に母線電圧の制限値を示す。この上下限は変圧器仮想中間母線を含むすべての母線に適用される。

表 3.7 母線電圧上下限データ

	下限	上限
母線電圧	0.95	1.10

(vi) 調相設備データ

表 3.8(a) に調相設備データを示す。

表 3.8(a) 母線電圧調相設備データ

変電所番号(0)内はノード番号	各電力用コンデンサー(分路リアクトル)				
	80 [MVA]	60 [MVA]	40 [MVA]	30 [MVA]	20 [MVA]
変電所 1(62)	4	8	8	0	0
変電所 2(63)	8	16	16	16	0
変電所 3(64)	8	16	16	24	0
変電所 4(65)	8	16	16	24	0
変電所 5(66)	8	16	16	16	0
変電所 6(67)	4	8	4	4	0
変電所 7(68)	0	0	8	8	0
変電所 8(69)	0	0	0	0	4
変電所 9(70)	4	8	8	16	0
変電所 10(60)	0	0	3	6	12
変電所 11(61)	0	0	3	15	9
変電所 12 (71) SC	0	0	0	0	3
変電所 12 (71) ShR	0		6		

本解法では、ノード毎に、電力用コンデンサー(または分路リアクトル)のノード毎の設備総量を設備バンク数で割って、一バンクあたりの容量を平均化している。平均化した後の調相設備データを表 3.8(b) に示す。

表 3.8(b) 変換後の母線電圧調相設備データ

変電所番号(0)内はノード番号	単機容量 [pu/bank]	設備バンク数	初期投入バンク数
変電所 1(62)	0.050	24	20
変電所 2(63)	0.049	56	50
変電所 3(64)	0.046	64	55
変電所 4(65)	0.046	64	54

変電所 5(66)	0.049	56	49
変電所 6(67)	0.054	20	16
変電所 7(68)	0.035	16	13
変電所 8(69)	0.020	4	0
変電所 9(70)	0.044	36	36
変電所 10(60)	0.026	21	21
変電所 11(61)	0.028	27	25
変電所 12(71) SC	0.020	3	0
変電所 12(71) ShR	0.040	6	6

(vii) 発電機出力上下限データ

表 3.9 に発電機出力上下限データを示す。

表 3.9 発電機出力上下限データ

発電機番号(0)はノード番号	有効電力出力上下限		無効電力出力上下限	
	下限	上限	下限	上限
G1(1)	1.400	7.000	0.560	2.730
G2(2)	11.000	11.000	-1.100	4.950
G3(3)	1.500	6.000	-0.300	1.500
G4(4)	3.300	11.000	-1.100	5.500
G5(5)	1.500	6.000	-0.300	1.500
G6(6)	3.300	11.000	-1.100	5.500
G7(7)	11.000	11.000	-1.100	4.950
G8(8)	1.750	7.000	-1.050	1.050
G9(9)	1.750	7.000	-1.050	1.050
G10(10)	1.000	5.000	-0.250	2.500

(viii) 計算条件

・ 制約違反のペナルティ係数データ

各制約違反に対するペナルティ係数データを表 3.8 に示す。なお、燃料費最小化の場合と送電損失最小化の場合で目的関数値が大きく異なるため、ペナルティ係数の大きさも違うので注意されたい。

表 3.10 ペナルティ係数データ

	燃料費最小化の場合	送電損失最小化の場合
送電線路過負荷量のペナルティ係数	1×10^4	1
母線電圧制約違反量のペナルティ係数	1×10^9	1×10^4

・ タブー探索のパラメータ

タブー探索のパラメータを表 3.11 に示す。本解法では、タブー探索の繰り返し規定回数を 100 回としている。

表 3.11 タブー探索のパラメータ

	燃料費	送電損失
タブーレングス	15	30
感度解析による有効な近傍解の絞り込み数(図 2.1 の*部分に対応)	10	20

(c) 数値計算結果

(i) 数値計算結果(燃料費最小化)

数値計算結果を表 3.12～表 3.17 並びに図 3.4 に示す。

表 3.12 数値計算結果(燃料費最小化)

初期値	燃料費コスト[千円]	113508
	送電線路過負荷量[pu]	0.0
	母線電圧制約違反量[pu]	0.0052
最適解	目的関数値[千円]	65341
	燃料費コスト[千円]	65341
	送電線路過負荷量[pu]	0.0
	母線電圧制約違反量[pu]	0.0
計算時間[sec]		5103.7

(注)数値計算は、PentiumIII processor(1GHz)を用いて行った。

表 3.13 調相設備投入量

設備位置 (母線番号)	最適解 投入バンク数	設備位置 (母線番号)	最適解 投入バンク数
変電所 1(62)	20	変電所 8(69)	0
変電所 2(63)	50	変電所 9(70)	36
変電所 3(64)	55	変電所 10(60)	21
変電所 4(65)	54	変電所 11(61)	25
変電所 5(66)	49	変電所 12(71) SC	0
変電所 6(67)	16	変電所 12(71) ShR	6
変電所 7(68)	13		

表 3.14 変圧器タップ位置

発電機・ 変電所番号	変圧器の両端接続 母線番号(*は一次側)		最適タップ位置
G1	1	*11	0
G2	2	*12	-1
G3	3	*13	1
G4	4	*14	-1
G5	5	*15	-1
G6	6	*16	0
G7	7	*17	-1
G8	8	*18	-1
G9	9	*19	-1
G10	10	*20	-1
変電所 1	*38	50	2
変電所 2	*39	51	0
変電所 3	*40	52	-1
変電所 4	*41	53	3
変電所 5	*42	54	-3
変電所 6	*43	55	0
変電所 7	*44	56	0
変電所 8	*45	57	-2
変電所 9	*46	58	0
変電所 10	*18	48	1
変電所 11	*19	49	-1
変電所 12	*47	59	0

表 3.15 送電線路潮流

From ノード	To ノード	P(i→j)	Q(i→j)	P(j→i)	Q(j→i)
i	j	p _{ij}	q _{ij}	p _{ji}	q _{ji}
1	11	-1.400	-1.569	1.400	-9.278
2	12	-11.000	-3.287	11.000	-9.880
3	13	-4.474	-1.000	4.474	-4.145
4	14	-8.296	-3.799	8.296	-12.013
5	15	-6.000	-0.692	6.000	-4.882
6	16	-10.373	-2.939	10.373	-10.766
7	17	-11.000	-1.592	11.000	-13.438
8	18	-1.750	-0.966	1.750	-1.401
9	19	-1.750	-0.970	1.750	-1.523
10	20	-1.000	-1.474	1.000	-5.493
11	21	1.400	1.673	-1.392	-1.504
12	13	11.000	3.406	-10.930	-1.804
13	25	15.405	3.024	-15.266	0.193
14	15	8.296	3.929	-8.256	-3.000
15	28	14.256	3.931	-14.142	-1.296
16	35	10.373	3.135	-10.278	-0.935
17	31	4.843	0.306	-4.818	0.277
17	36	6.156	1.634	-6.069	0.377
18	19	0.804	0.023	-0.793	0.227
18	48	-2.904	-0.205	2.904	0.181
19	47	0.412	0.022	-0.409	0.040
19	49	-1.718	-0.366	1.718	0.357
20	37	-1.390	0.525	1.399	-0.317
20	59	2.390	1.193	-2.390	-5.880
21	22	2.823	0.733	-2.814	-0.520
21	23	-1.431	1.011	1.436	-0.888
22	24	-0.685	0.586	0.686	-0.569
22	50	3.500	0.032	-3.500	-3.962
23	24	4.376	-0.163	-4.354	0.681
23	25	-5.812	1.275	5.878	0.254
24	27	-3.332	0.552	3.347	-0.187
24	51	7.037	0.085	-7.037	-3.599
25	26	5.887	-0.126	-5.854	0.892
25	56	3.427	-1.130	-3.427	-4.403
26	27	10.187	-0.073	-10.126	1.490
26	28	-4.332	-0.629	4.350	1.048
27	30	-0.221	-0.502	0.221	0.508
27	52	7.266	3.547	-7.266	-2.343
28	29	6.291	0.155	-6.255	0.672
28	57	3.535	0.878	-3.535	-0.443
29	30	7.233	0.487	-7.203	0.199
29	31	-0.977	-0.961	0.978	1.001
30	33	-0.017	0.025	0.017	-0.025
30	53	7.154	1.824	-7.154	-7.276
31	32	0.339	0.452	-0.339	-0.439

31	58	3.387	-2.971	-3.387	-6.895
32	33	3.834	0.366	-3.817	0.019
32	35	-3.495	0.304	3.517	0.207
33	34	-3.199	0.542	3.209	-0.318
33	54	7.342	5.122	-7.342	-1.505
34	35	-6.709	0.157	6.761	1.050
34	55	3.461	-0.309	-3.461	-5.009
36	37	3.164	0.046	-3.117	1.042
36	48	2.859	-0.700	-2.859	-3.437
37	49	1.727	-0.055	-1.727	-4.019
38	50	-3.500	-0.986	3.500	0.958
39	51	-7.000	-1.972	7.000	1.917
40	52	-7.000	-1.972	7.000	1.915
41	53	-7.000	-1.972	7.000	1.915
42	54	-7.000	-1.972	7.000	1.916
43	55	-3.500	-0.986	3.500	0.956
44	56	-3.500	-0.100	3.500	0.072
45	57	-3.500	-0.100	3.500	0.075
46	58	-3.500	-0.100	3.500	0.080
47	59	-2.390	-0.787	2.390	0.774
48	60	0.000	0.113	0.000	-0.550
49	61	0.000	0.638	0.000	-1.433
50	62	0.000	0.935	0.000	-3.888
51	63	0.000	3.058	0.000	-6.888
52	64	0.000	5.579	0.000	-6.205
53	65	0.000	3.680	0.000	-7.162
54	66	0.000	5.318	0.000	-6.019
55	67	0.000	0.587	0.000	-4.234
56	68	0.000	0.411	0.000	-1.747
57	69	0.000	-0.326	0.000	0.736
58	70	0.000	1.986	0.000	-2.940
59	71	0.000	-0.634	0.000	-1.076

表 3.16 母線電圧と位相角

母線番号	電圧	位相角	母線番号	電圧	位相角
1	1.016	-31.79	37	1.029	-57.23
2	1.006	9.51	38	0.976	-43.48
3	0.973	0.00	39	0.986	-42.62
4	1.046	0.91	40	0.969	-36.49
5	1.003	-2.29	41	0.964	-36.32
6	1.016	-0.17	42	0.977	-36.15
7	0.950	-11.05	43	0.952	-32.37
8	0.950	-39.64	44	0.950	-21.19
9	0.973	-57.41	45	1.000	-23.03
10	1.006	-63.65	46	0.991	-29.73
11	1.098	-33.23	47	0.976	-68.12
12	1.051	1.89	48	0.954	-42.16
13	1.011	-5.90	49	0.978	-59.64

14	1.100	-4.35	50	0.974	-43.94
15	1.053	-9.74	51	0.984	-43.02
16	1.068	-7.16	52	0.967	-36.95
17	1.038	-19.48	53	0.962	-36.72
18	0.954	-41.71	54	0.975	-36.61
19	0.979	-59.35	55	0.950	-32.83
20	1.066	-65.14	56	0.950	-21.65
21	1.032	-36.15	57	0.999	-23.43
22	1.012	-40.22	58	0.990	-30.02
23	0.995	-32.60	59	0.974	-68.41
24	1.001	-39.36	60	0.975	-42.16
25	0.983	-17.76	61	1.042	-59.64
26	0.989	-25.21	62	1.094	-43.94
27	0.994	-33.17	63	1.100	-43.02
28	1.011	-19.93	64	1.097	-36.95
29	1.011	-27.44	65	1.090	-36.72
30	1.005	-32.88	66	1.099	-36.61
31	1.032	-26.35	67	1.078	-32.83
32	1.013	-27.10	68	1.002	-21.65
33	1.004	-32.88	69	0.976	-23.43
34	0.998	-28.93	70	1.100	-30.02
35	1.017	-18.73	71	0.989	-68.41
36	0.991	-37.87			

表 3.17 発電機出力

発電機番号	P	Q	発電機番号	P	Q
G1	1.400	1.652	G6	10.374	4.360
G2	11.000	4.950	G7	11.000	3.282
G3	4.474	1.500	G8	1.750	1.050
G4	8.296	4.767	G9	1.750	1.050
G5	6.000	1.500	G10	1.000	1.560

(ii) 数値計算結果(送電損失コスト最小化)

数値計算結果を表 3.18～表 3.23 並びに図 3.5 に示す。

表 3.18 数値計算結果(送電損失最小化)

初期値	送電損失[pu]	0.7917
	送電線路過負荷量[pu]	0.0
	母線電圧制約違反量[pu]	0.0052
最適解	目的関数値[pu]	0.6731
	送電損失[pu]	0.6731
	送電線路過負荷量[pu]	0.0
	母線電圧制約違反量[pu]	0.0
計算時間[sec]		2514.1

(注)数値計算は、PentiumIII processor(1GHz)を用いて行った。

表 3.19 調相設備投入量

設備位置 (母線番号)	最適解 投入バ ンク数	設備位置 (母線番号)	最適解 投入バ ンク数
変電所 1(62)	20	変電所 8(69)	0
変電所 2(63)	50	変電所 9(70)	36
変電所 3(64)	55	変電所 10(60)	21
変電所 4(65)	54	変電所 11(61)	25
変電所 5(66)	49	変電所 12(71) SC	0
変電所 6(67)	16	変電所 12(71) ShR	6
変電所 7(68)	13		

表 3.20 変圧器タップ位置

発電機・ 変電所番号	変圧器の両端接続 母線番号(*は一次側)		最適タップ位置
G1	1	*11	0
G2	2	*12	-1
G3	3	*13	0
G4	4	*14	-1
G5	5	*15	-1
G6	6	*16	0
G7	7	*17	-1
G8	8	*18	-1
G9	9	*19	-1
G10	10	*20	-1
変電所 1	*38	50	0
変電所 2	*39	51	0
変電所 3	*40	52	-1
変電所 4	*41	53	-1
変電所 5	*42	54	0
変電所 6	*43	55	0
変電所 7	*44	56	0
変電所 8	*45	57	1
変電所 9	*46	58	0
変電所 10	*18	48	1
変電所 11	*19	49	0
変電所 12	*47	59	0

表 3.21 送電線路潮流

From ノード	To ノード	P(i→j)	Q(i→j)	P(j→i)	Q(j→i)
i	j	p _{ij}	q _{ij}	p _{ji}	q _{ji}
1	11	-5.822	-1.388	5.822	-8.936
2	12	-11.000	0.482	11.000	-13.809
3	13	-1.540	-0.133	1.540	-3.842
4	14	-4.054	-0.083	4.054	-13.554
5	15	-6.000	-0.259	6.000	-5.069
6	16	-8.108	-1.497	8.108	-12.762
7	17	-11.000	-1.040	11.000	-15.253
8	18	-2.578	-0.339	2.578	-2.313
9	19	-3.782	1.546	3.779	-1.239
10	20	-2.827	-0.927	2.827	-6.042

11	21	5.822	1.492	-5.767	-0.215
12	13	11.000	1.978	-10.940	-0.600
13	25	12.440	2.262	-12.361	-0.426
14	15	4.054	0.201	-4.045	-0.000
15	28	10.045	0.493	-9.991	0.750
16	35	8.108	1.701	-8.055	-0.462
17	31	9.684	1.410	-9.590	0.771
17	36	1.315	0.008	-1.312	0.070
18	19	-0.035	0.040	0.035	-0.039
18	48	-1.236	-0.840	1.236	0.834
19	47	0.113	0.039	-0.113	-0.034
19	49	-0.217	-1.199	0.217	1.195
20	37	0.141	0.047	-0.141	-0.045
20	59	2.686	1.136	-2.686	-6.064
21	22	4.844	0.357	-4.819	0.208
21	23	0.922	0.109	-0.921	-0.076
22	24	1.319	-0.114	-1.318	0.149
22	50	3.366	-2.131	-3.366	-5.580
23	24	4.416	0.056	-4.395	0.415
23	25	-3.494	0.268	3.515	0.207
24	27	-1.285	0.154	1.287	-0.106
24	51	7.114	1.397	-7.114	-5.228
25	26	5.346	0.602	-5.322	-0.047
25	56	3.590	1.445	-3.590	-2.725
26	27	8.302	-0.234	-8.265	1.080
26	28	-2.979	0.492	2.987	-0.314
27	30	-0.022	-0.090	0.022	0.090
27	52	7.038	-0.011	-7.038	-6.259
28	29	3.504	-0.516	-3.493	0.764
28	57	3.500	0.287	-3.500	-3.286
29	30	7.501	-0.084	-7.472	0.768
29	31	-4.008	-0.467	4.021	0.784
30	33	0.450	-0.038	-0.449	0.044
30	53	6.581	-7.150	-6.581	-12.745
31	32	2.068	0.218	-2.061	-0.055
31	58	3.500	-1.385	-3.500	-5.982
32	33	4.250	0.233	-4.232	0.201
32	35	-2.189	0.073	2.197	0.110
33	34	-2.317	0.353	2.322	-0.246
33	54	7.190	2.850	-7.190	-4.161
34	35	-5.822	0.125	5.858	0.702
34	55	3.405	-1.328	-3.405	-4.750
36	37	0.075	-0.054	-0.075	0.055
36	48	1.236	0.360	-1.236	-4.105
37	49	0.217	0.498	-0.217	-5.360
38	50	-3.500	-0.986	3.500	0.960
39	51	-7.000	-1.972	7.000	1.921
40	52	-7.000	-1.972	7.000	1.921
41	53	-7.000	-1.972	7.000	1.921

42	54	-7.000	-1.972	7.000	1.921
43	55	-3.500	-0.986	3.500	0.960
44	56	-3.500	-0.100	3.500	0.076
45	57	-3.500	-0.100	3.500	0.075
46	58	-3.500	-0.100	3.500	0.081
47	59	-2.686	-0.709	2.686	0.694
48	60	0.000	0.621	0.000	-0.031
49	61	0.000	0.832	0.000	-1.333
50	62	0.000	1.068	0.000	-2.644
51	63	0.000	3.058	0.000	-4.326
52	64	0.000	3.180	0.000	-4.338
53	65	0.000	2.512	0.000	-4.713
54	66	0.000	2.922	0.000	-4.109
55	67	0.000	1.269	0.000	-2.625
56	68	0.000	0.411	0.000	-1.949
57	69	0.000	0.000	0.000	-0.504
58	70	0.000	2.136	0.000	-1.746
59	71	0.000	-0.248	0.000	-2.527

表 3.22 母線電圧と位相角

母線 番号	電圧	位相角	母線 番号	電圧	位相角
1	1.019	2.46	37	1.086	-3.15
2	1.005	12.77	38	1.016	-25.55
3	1.038	0.00	39	1.023	-26.98
4	0.950	0.34	40	1.021	-24.86
5	0.984	2.17	41	1.023	-24.80
6	1.013	2.06	42	1.022	-25.55
7	0.981	8.47	43	1.015	-22.97
8	1.011	-1.48	44	1.019	-13.06
9	0.991	0.63	45	1.006	-15.64
10	1.016	1.66	46	1.020	-15.35
11	1.099	-3.55	47	1.002	-5.61
12	1.100	5.32	48	1.027	-4.29
13	1.078	-1.71	49	1.013	-3.43
14	1.045	-2.63	50	1.014	-25.89
15	1.042	-5.50	51	1.021	-27.38
16	1.088	-3.32	52	1.019	-25.21
17	1.082	0.687	53	1.021	-25.21
18	1.029	-4.12	54	1.020	-25.95
19	1.016	-3.38	55	1.013	-23.37
20	1.091	-2.40	56	1.019	-13.46
21	1.055	-15.81	57	1.006	-16.04
22	1.048	-22.51	58	1.020	-15.64
23	1.050	-17.81	59	1.000	-5.95
24	1.050	-24.00	60	1.045	-4.29
25	1.055	-10.08	61	1.076	-3.43
26	1.044	-15.98	62	1.098	-25.89

27	1.047	-21.82	63	1.100	-27.38
28	1.038	-12.60	64	1.100	-25.21
29	1.048	-16.55	65	1.100	-25.21
30	1.049	-21.82	66	1.095	-25.95
31	1.064	-12.20	67	1.100	-23.37
32	1.055	-16.67	68	1.072	-13.46
33	1.050	-22.57	69	1.017	-16.04
34	1.046	-19.93	70	1.100	-15.64
35	1.060	-11.86	71	1.077	-5.95
36	1.081	-2.75			

表 3.23 発電機出力

発電機 番号	P	Q	発電機 番号	P	Q
G1	5.822	2.056	G6	8.108	2.298
G2	11.000	3.363	G7	11.000	2.575
G3	1.540	1.500	G8	2.578	0.462
G4	4.054	0.295	G9	3.782	0.142
G5	6.000	1.074	G10	2.828	1.158

(4) [例 E0-1]との結果の差違についての考察

例 E0-1 と結果を比較すると多少の差違が観察されるが、これは、解法に以下の3点の大きな差があるためであることに注意されたい。

- (a) 本解法では調相設備と変圧器タップを離散的に取扱っている。
- (b) 本解法では変圧器仮想中間母線電圧上下限値を表 3.7 のように設定している。
- (c) 本解法では、変圧器三次巻線に接続される調相設備の容量を変圧器タップが変化しても変えていない(Q 指定負荷扱い)。

参考文献

- [8]K. Nara, H. Hu, Y. Hayashi, "Discrete Optimal Power Flow By Tabu Search", Proc. of ICEE'99, 20-23 (1999)
- [9]K. Nara, Y. Mishima, T. Umezawa, Su youli, "Revision of Discrete OPF for Calculation of The IEEJ EAST 10 Model System", Proc. of ICEE 2001, 143-147 (2001)

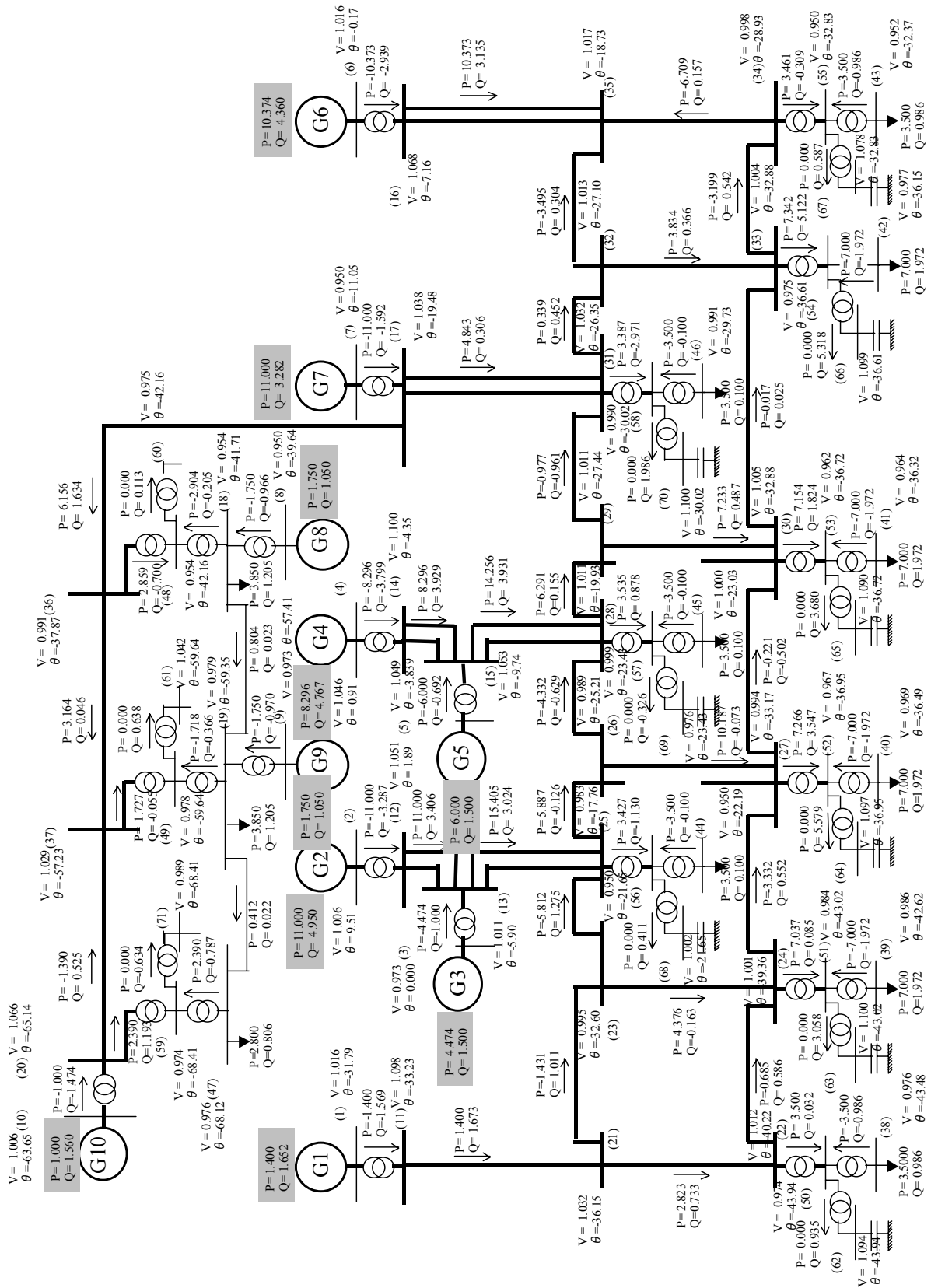


図3.4 燃料費最小化を目的とした場合の最適潮流計算結果

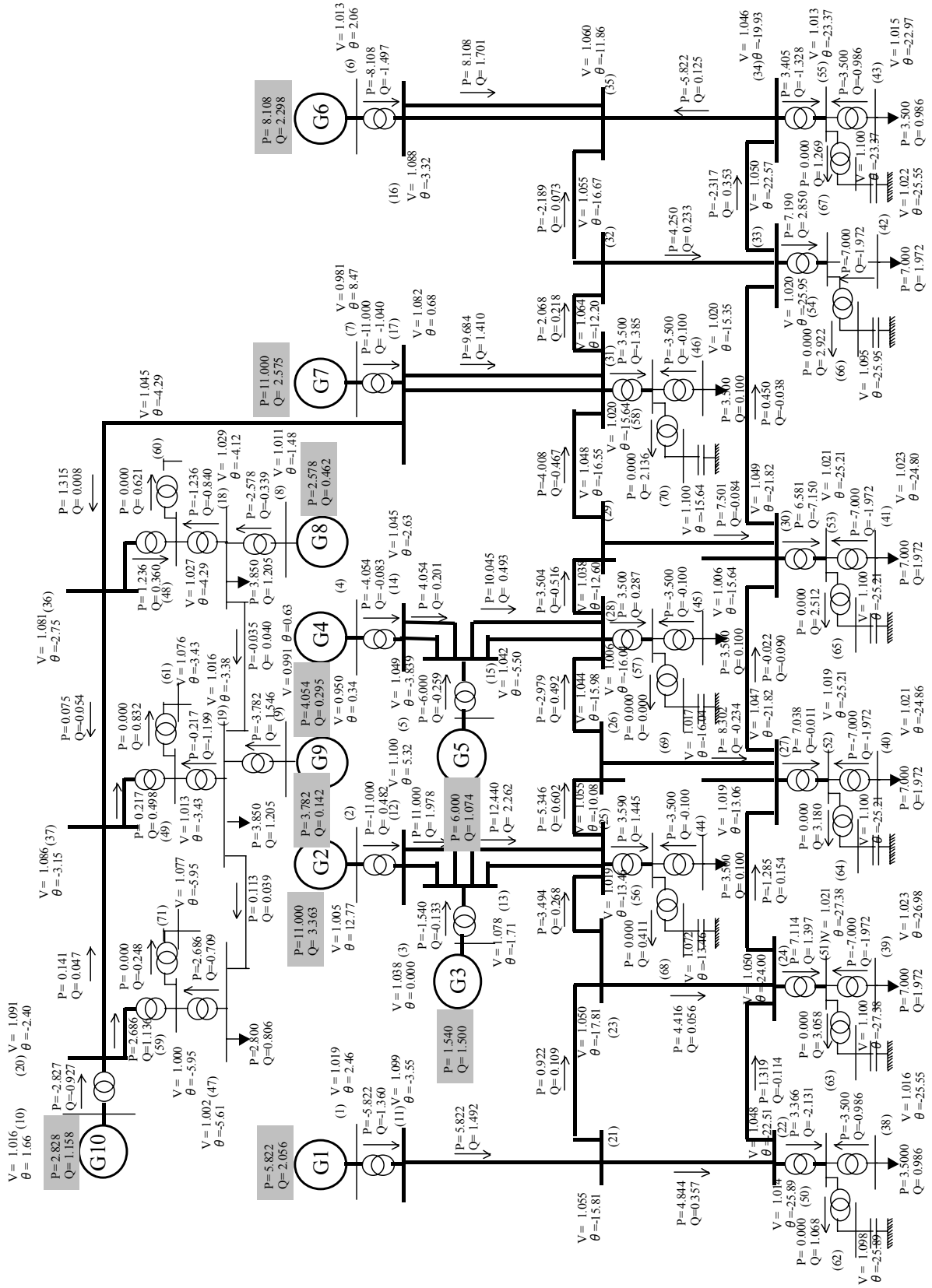


図3.5 送電損失最小化を目的とした場合の最適潮流計算結果