

전력산업 경쟁체제에서 무효전력/전압 제어 서비스의 가격책정 방법

김 용길, 노 경수  
 동국대학교 전기공학과

A Method to Calculate a Service Charge for Reactive Power/Voltage Control under Competition of Power Utilities

Yong-kil Kim, Kyoung-Soo Ro  
 Electrical Engineering, Dongguk University

**Abstract** - This paper proposes a methodology to compute the servicing price of reactive power management and voltage control in competitive electrical power market. Compound method is proposed and its result is proved by a sample test. The method can be useful in providing additional insight into power system operation and can be used to determine tariffs of reactive power management service.

1. 서 론

전력산업에 경쟁체제가 도입되면 전력회사와 소비자 사이에 합리적인 전력 거래가 이루어져야 한다. 전력의 특성상 거래형태가 매우 복잡하며, 전력 가격이나 공급이 불안정할 경우 미치는 영향이 매우 크기 때문에 적절한 구조와 이에 부합하는 거래가 매우 중요하게 된다.

전력산업 구조개편이 세계적인 추세로 자리함으로써 기존의 독립체제에서는 고려되지 않았던 전력의 생산과 수송 그리고 보조서비스(ancillary service) 각각에 분리된 가격을 설정할 필요가 생긴다. 미국의 연방에너지조정위원회(FERC)에 의하면 보조서비스는 다음과 같이 정의되어진다[1]: "제어영역내에서 의무적으로 판매자에서 구입자까지의 전력수송을 원활하게 하는데 필요한 서비스와 그 제어영역내의 전력수송회사가 상호연계된 송전시스템의 안전한 운전을 유지하는데 필요한 서비스". 송전회사들은 그들의 수요자에게 제공할 보조서비스에 대한 가격을 시간의 변화에 따라 정확히 계산할 필요가 있다. 왜냐하면 이 가격변화가 시간, 장소 및 시스템의 상태 등의 함수로 주어지기 때문이다.

중요하게 여겨지는 일곱 가지 보조서비스로서는 (1) 발전계획 및 급전, (2) 전압제어(무효전력 운용), (3) 부하추종(자동 발전력 제어), (4) 에너지 불평형 제어, (5) 동기화 예비력(spinning reserve) 확보, (6) 보충예비력(supplemental reserve) 확보, (7) 유효전력 손실 등을 들 수 있다. 각각의 보조서비스에 관여되는 비용은 따로따로 계산되어야 하며 이들 각각의 비용을 합하면 전체 보조서비스 비용이 얻어진다.

보조서비스관련 연구분야의 경향은 자동발전제어(AGC : Automatic Generation Control)프로그램을 수정하여 부하추종서비스에 대한 비용산정[2, 3], 전압제어를 위한 무효전력운용에 대한 비용산정에 관한 연구[4]가 이루어지고 있다. 그리고, 경쟁체제에서 발생하기 쉬운 특정선로의 혼잡해소를 위한 연구도 이루어지고 있다[5, 6].

이러한 보조서비스 중 하나인 무효전력 운용서비스에 대한 가격을 결정할 수 있는 기준을 확보할 필요가 있으며 따라서 본 논문에서 제안하는 방법을 이용함으로써 전력거래에 수반되는 총 보조서비스의 가격을 결정하는데 도움을 줄 수 있으리라 여겨진다.

Baughman과 Siddiqi는 두 개의 부분으로 구성된 두 레벨의 최적화문제의 해를 구함으로써 전력시스템의 각

버스에서의 가격을 결정하였다[7]. 이러한 real-time pricing method는 유효전력에 대한 가격을 정의하는데 상당히 이론적으로 정립되어 있는 방법이다. 그러나, 이 방법을 무효전력서비스에 적용하는데 있어 부적절하며, 이러한 단점을 보완하는 방법을 제시한다.

본 논문과 관련하여 송전선로 조류에 대한 특정 부하 혹은 발전기가 분담하게 되는 전력을 추적하는 여러 방법들[8-11]이 제안되었으나 폭넓게 받아들여지는 것은 없다.

제안하는 방법은 무효전력서비스의 회복비용을 가변비용과 고정비용으로 나누어 회복비용을 구성하는 것이다. 즉, real-time pricing method로 가변비용을 할당하고, tracing flow of electricity로 고정비용을 할당하는 방법이다.

2. real-time pricing of reactive power

전력시장에는 세 부류의 참여자로 분류할 수 있다. 전력을 소비하는 고객(customers)과 전력을 생산하는 발전사업자, 그리고, 송전과 배전시스템을 소유하는 송전사업자로 분류된다. 각각의 참여자를 수요함수와 비용함수로 표현할 수 있다.

2-1. 수요함수(Demand function)

수요함수의 일반적인 형태를 살펴보면 다음과 같다.

$$D_n = f(P_n, P_1, \dots, P_{n-1}, Y, T, P, A) \quad (1)$$

$D_n$  = n재의 수요(Demand of n)

$P_n$  = n재의 가격(Price of n)

$P_1, \dots, P_{n-1}$  = n재 이외의 재화의 가격

$Y$  = 소비자들의 소득

$P$  = 구매력을 가진 인구

$A$  = 소득분포상태

전기와 같은 특수한 상품의 특성, 즉 수요함수에 영향을 미치는 요인들 중 그 재화의 가격 이외의 요인들은 단기적으로 보아 일정불변하다고 볼 수 있기 때문에 영향력을 배제하고 그 재화의 가격만을 고려할 때의 수요함수는

$$D_n = f(P_n) \quad (2)$$

와 같다. 여기서 가격의 탄력성을 고려하면

$$D_n = f(P_n)^E \quad (3)$$

로 나타낼 수 있다.

2-2. 비용 함수(Cost function)

최적화문제(Optimal Power Flow)의 목표는 발전계약, 전압제어, 그리고 선로조류계약, 등을 만족하면서 부하(Load)를 만족하는 총운전비용(total operating cost)을 최소화하는 각 발전기의 출력을 찾는 것이다.

목적함수는 다음과 같이 표현될 수 있다.

$$\text{Minimize } C = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) \quad (4)$$

$$\begin{aligned} TC(P, Q, V, \delta) = & \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) \\ & + \sum_{i \in n} \lambda_{pi} [P_i - \sum_{j \in n} V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ & + \sum_{i \in n} \lambda_{qi} [Q_i + \sum_{j \in n} V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i)] \\ & - \sum_{i \in G} \mu_{i, p, \min} (P_i - P_{i, \min}) \\ & + \sum_{i \in G} \mu_{i, p, \max} (P_i - P_{i, \max}) \\ & - \sum_{i \in G} \mu_{i, q, \min} (Q_i - Q_{i, \min}) \\ & + \sum_{i \in G} \mu_{i, q, \max} (Q_i - Q_{i, \max}) \\ & - \sum_{i \in n} \sum_{j \in n} \eta_{ij, \min} (P_{ij} - P_{ij, \min}) \\ & + \sum_{i \in n} \sum_{j \in n} \eta_{ij, \max} (P_{ij} - P_{ij, \max}) \\ & - \sum_{i \in n} \nu_{i, \min} (V_i - V_{i, \min}) \\ & + \sum_{i \in n} \nu_{i, \max} (V_i - V_{i, \max}) \end{aligned} \quad (5)$$

최적화문제(OPF)에서 얻어지는 해가 수요함수를 만족해야 한다. 이는 추가되는 조건(additional condition)이다. 즉,  $D_i = f(\lambda_{pi})^E$ 를 만족해야 한다.

특정시간에 버스 i에서의 실시간 가격(real-time price)은 다음과 같이 주어진다.

$$p_i = \frac{\delta}{\delta P_{di}} \text{ [운전 제약을 만족하면서 모든 부하에 전력을 공급하는 비용]}$$

$$= \frac{\delta L}{\delta P_{di}} \\ = \lambda_{pi}$$

$$q_i = \frac{\delta}{\delta Q_{di}} \text{ [운전 제약을 만족하면서 모든 부하에 전력을 공급하는 비용]}$$

$$= \frac{\delta L}{\delta Q_{di}} \\ = \lambda_{qi}$$

### 3. Tracing the flow of electricity

이 방법을 무효전력조류추적에 적용하려면 다음의 가정을 만족해야 하고, 일반적으로 무효전력손실이 유효전력손실의 10배이므로 손실을 무시할 수 없다. 따라서, 손실이 없는 시스템을 만들기 위해 가상의 버스를 생성하여 새로운 시스템을 구성한다.

#### 3-1. 가정 (Assumption)

네트워크는 n개의 노드와 m개의 연결(link), 그리고 2m개의 조류(flows, at both ends of each link)와 많은 발전기(generators)와 부하(loads)를 가지고 있다.

모든 버스에 대하여 키르히호프 전류 법칙(Kirchhoff's current law)을 만족하며, 전압법칙은 무시하기로 한다.

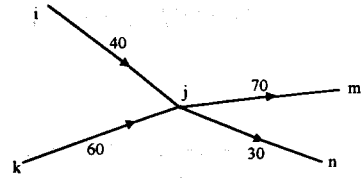


그림 1. 비례배분법칙

전력의 흐름을 추적하기 위해 사용되는 주 원칙은 비례 배분법칙(proportional sharing principle)이며, 그림 1에서 보여주고 있다. 노드를 통하여 흐르는 전체 전력은 라인 i-j에 의해 공급되는 40MW와 라인 k-j에 의해 공급되는 60MW의  $P_i = 40 + 60 = 100$  MW이다.

전기는 구별될 수 없고 노드 j로부터 흘러나오는 전력은 전압과 라인의 임피던스에 종속적이기 때문에, 노드 j로부터 흘러나오는 각각의 조류는 입력조류에 비례하는 것으로 가정한다. 따라서, 라인 j-m의 70MW의 조류는 라인 i-j에 의한  $70 \cdot 40/100 = 28$  MW와 라인 k-j에 의한  $70 \cdot 60/100 = 42$  MW로 구성된다.

#### 3-2. 알고리즘(algorithm)

버스 i를 통해 흐르는 전체 전력(total flow)을 표현하면,

$$Q_i = \sum_{j \in a_i} |Q_{ij}| + Q_{Li} \quad \text{for } i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (6)$$

여기서  $a_i$ 는 버스(node) i에 직접적으로 연결된 버스들의 집합이다.  $Q_{ij}$ 는 라인 j-i에 흐르는 선로조류이고,  $Q_i$ 는 버스 i에서의 버스전력(nodal power)이다.

손실이 없는 시스템이라면,  $|Q_{ij}| = |Q_{ji}|$ 이고 선로조류(line flow)는  $|Q_{ij}| = c_{ji} \cdot Q_j$ 로 표현할 수 있고, 이것을 식(6)에 대입하여 버스 j에서의 버스전력(nodal power)과 관련하여 표현하면,

$$Q_i = \sum_{j \in a_i} c_{ji} \cdot Q_j + Q_{Li} \quad (7)$$

여기서  $c_{ji} = |Q_{ji}|/Q_j$ 이다

식을 다시 정리하면 다음과 같이 된다.

$$Q_i - \sum_{j \in a_i} c_{ji} \cdot Q_j = Q_{Li} \quad (8)$$

$$A_d \cdot Q = Q_L \quad (9)$$

$A_d$ 는  $n \times n$  배분행렬이고,  $Q_L$ 은 버스의 부하벡터(the vector of the nodal demand)를 나타낸다.

$A_d$ 의 (i, j)성분은 다음과 같다.

$$[A_d]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{for } i = j \\ -c_{ji} = -|Q_{ji}|/Q_j & \text{for } j \in a_i \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (10)$$

$A_d^{-1}$ 행렬이 존재하면,  $Q = A_d^{-1} \cdot Q_L$ 이고 i번째 성분은 다음과 같다.

$$Q_i = \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot Q_{Lk} \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (11)$$

위의 방정식은 버스 조류  $Q_i$ 가 시스템의 모든 부하에 어떻게 배분되는지를 보여준다.  $Q_i$ 는 버스로 유입하는 전력과 버스  $i$ 의 발전전력의 합과 같다. 따라서 선로  $i$ - $j$ 로부터 버스  $i$ 로의 유입전력은 비례배분법칙을 사용하여 계산할 수 있다.

$$|Q_{ij}| = \frac{|Q_{ij}|}{Q_i} \cdot Q_i = \frac{|Q_{ij}|}{Q_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} \cdot Q_{Lk} \quad (12)$$

$$= \sum_{k=1}^n D_{ij,k}^L \cdot Q_{Lk} \quad \text{for all } j \in a_i$$

$D_{ij,k}^L = |Q_{ij}| [A_d^{-1}]_{ik} / Q_i$ 는 선로  $i$ - $j$  선로조류의  $k$ 번째 부하의 배분계수를 나타낸다.

발전전력은 또한 노드로 유입되는 전력이며, 비례배분법칙을 이용하여 다음과 같이 계산될 수 있다.

$$Q_{gi} = \frac{Q_{gi}}{Q_i} \cdot Q_i = \frac{Q_{gi}}{Q_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} Q_{Lk} \quad \text{for } i=1, 2, \dots, n \quad (13)$$

방정식 (13)는 각 발전기가 각 부하에 대한 배분을 나타낸다.

#### 4. Proposed Method

real-time pricing method의 목적함수는 유효전력을 생산하는 비용을 최소화하는 운전점을 찾는 것이므로 무효전력의 가격산정에 있어 정확한 신호(signal)를 제공할 수 없고, 또한 목적함수에서 유효전력 생산비용과 무효전력생산비용을 비교해서 상대적으로 작은 무효전력생산비용을 무시하였으므로 무효전력의 가격산정에 부적합하다. 이러한 결점을 보완하기 위해 회복비용을 가변비용과 고정비용으로 나누어 회복한다.

real-time pricing method에 의한 가변비용을 전체 회복비용의 20%, tracing flow of the electricity에 의한 고정비용을 80%로 분리하는 방법으로 각 버스에서의 무효전력서비스에 대한 가격을 산정하는 방법을 제안한다.

#### 5. Case Study

앞장에서 제시된 방법들을 그림 1에 주어진 샘플 시스템에 적용하여 그 결과를 살펴보기로 한다. 계산에 필요한 시스템의 발전력, 부하 및 선로 데이터는 부록에서 제시한다.

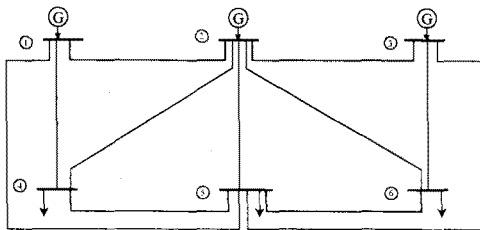


그림 2. 6-모선 샘플 시스템

##### 5-1. Result of the real-time pricing method

real-time pricing method를 적용함에 있어 MATPOWER2.0(A MATLAB™ Power System Simulation Package)를 사용했다.

표 1. real-time pricing의 결과

bus number	Voltage		Generation		Load		$\lambda$ (\$/MVA-hr)
	Mag(pu)	Ang(deg)	P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)	
1	1.100	1.050	79.26	61.20	-	-	-
2	1.099	0.074	122.04	122.34	-	-	-
3	1.100	0.516	112.35	100.40	-	-	-
4	1.008	-1.880	-	-	100.00	100.00	0.733
5	0.992	-2.675	-	-	100.00	100.00	0.801
6	1.016	-2.354	-	-	100.00	100.00	0.497

예제 시스템에서 무효전력을 공급하는데 100의 비용이 들었다면, 각 버스에서의 가격은

버스4 →  $100 \times 0.733 / 2.031 = 35.0906$

버스5 →  $100 \times 0.801 / 2.031 = 39.4387$

버스6 →  $100 \times 0.497 / 2.031 = 24.4707$

로 산정된다.

##### 5-2. Result of the tracing method

비례배분법칙을 적용하기 위해 원래의 예제시스템에서 가상의 노드가 생성된 예제시스템을 그림 3에서 보여주고 있다.

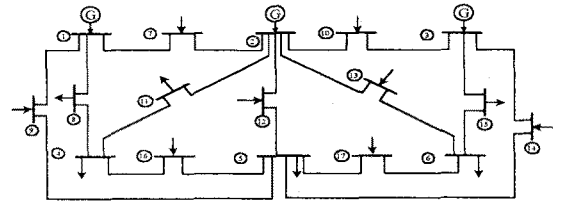


그림 3. 가상의 모선을 가지는 샘플시스템

방정식(9)로 표현되는 알고리즘을 적용하면 다음을 얻을 수 있다.

column	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	0	0	0	0	0	-1	-0.9484	0
2	0	1	0	0	0	0	-0.2468	0	0	0
3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
7	-0.0925	0	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	-0.3841	0	0	0	1	0	0
9	0	0	0	0	-0.2966	0	0	0	1	0
10	0	-0.0249	-0.0393	0	0	0	0	0	0	1
11	0	0	0	-0.931	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	-0.2830	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	-0.6146	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	-0.2696	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	-0.6857	0	0	0
16	0	0	0	-0.0228	-0.0563	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	-0.0946	0	0	0	0	0

column	11	12	13	14	15	16	17
1	0	0	0	0	0	0	0
2	-1	-0.9936	-0.9509	0	0	0	0
3	0	0	0	-0.9729	-1	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	-0.3795
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	1	0	0	0	0	0	0
12	0	1	0	0	0	0	0
13	0	0	1	0	0	0	0
14	0	0	0	1	0	0	0
15	0	0	0	0	1	0	0
16	0	0	0	0	0	1	0
17	0	0	0	0	0	0	1

역행렬을 구하여 알고리즘을 적용하면 표 2에서 보여지는 것처럼 발전되는 무효전력의 부하에 대한 배분계수를 얻을 수 있다.

표 2. 무효전력 배분

bus num.	Sink						Total
	4	5	6	8	11	15	
1	34.8509	25.5144	0	0.98	0	0	61.3453
2	58.6932	29.0882	29.0979	0.0205	5.3925	0	122.2923
3	0	27.5617	65.8734	0	0	7.2498	100.4
7	2.6739	1.9583	0	0.0641	0	0	4.0963
9	0	1.53	0	0	0	0	1.53
10	1.5	1.87	3.44	0.0006	0.1377	0.2849	7.2332
12	0	0.18	0	0	0	0	0.18
13	0	0.0555	1.5445	0	0	0	1.6
14	0	0.73	0	0	0	0	0.73
16	2.28	5.63	0	0	0	0	7.91
17	0	5.87	0	0	0	0	5.87
Total	99.998	99.981	99.958	1.0649	5.5302	7.5347	313.7868

무효전력 서비스 비용이 100라고 하면, 각 버스에서의 요금은 각각

버스 4 →  $100 \times 93.5441 / 270.6797 = 34.5590$   
 버스 5 →  $100 \times 82.1643 / 270.6797 = 30.3548$   
 버스 6 →  $100 \times 94.9713 / 270.6797 = 35.0862$   
 로 계산된다.

5-3. Result of proposed method

real-time pricing method에 의한 가변비용을 전체 회복비용의 20%, tracing flow of the electricity에 의한 고정비용을 80%로 분리하는 방법으로 각 버스에 무효전력서비스에 대한 가격을 산정하면,

버스 1번의 설비비용 ⇒ 15  
 버스 2번의 설비비용 ⇒ 40 일 때,  
 버스 3번의 설비비용 ⇒ 25  
 운전비용 ⇒ 20

버스 4 →  $7.2181 + 28.7499 = 35.9680$   
 버스 5 →  $7.8877 + 23.6695 = 31.5572$   
 버스 6 →  $4.8941 + 27.5837 = 32.4778$

이 된다.

표. 3 방법에 따른 무효전력서비스 가격의 비교

bus number	method	real-time pricing	tracing flow of the electricity	compound method
4		35.0906	34.5590	35.9680
5		39.4387	30.3548	31.5572
6		24.4707	35.0862	32.4778

5. 결 론

전력산업에서 독점체제가 무너지고 경쟁체제가 도입됨에 따라 발전 및 송배전 외에 추가되는 보조서비스에 대한 정확한 비용을 산정할 필요가 있게 된다. 그 중 하나인 계통 안정도와 전압조정에 필요한 무효전력의 가격산정에 대하여 방법을 제시하고 있다. real-time pricing method가 무효전력에 대한 적절한 가격신호를 제공하지 않기 때문에 무효전력에 대한 전체 회복비용을 가변비용(운전비용)과 고정비용(설비비용)으로 나누어 각각의 비용을 각기 다른 방법으로 산정 하는 방법을 제시하고 있다. real-time pricing method는 운전점을 결정하는 알고리즘으로 운전비용 할당에 적절하고, tracing the flow of electricity method는 각 발전기와 부하의 기여도를 알 수 있으므로 설비비용 할당에 적절하다.

제안하는 방법은 전력회사들의 경쟁체제 하에서 무효전력에 대한 보조서비스비용을 계산하는데 기여할 수 있을 것이며, 이러한 무효전력의 가격에 대한 적절한 신호(signal)를 제공함으로써 전력시장의 활성화를 기대할 수 있다.

(참 고 문 헌)

- [1] B. Kirby and E. Hirst, *Ancillary Service Costs for 12 U.S. Electric Utilities*, Oak Ridge National Laboratory Report, ORNL/CON-427, 1996.
- [2] J. Kumer et al., "AGC Simulator for Price-based Operation- Part I: A Model", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 527-532
- [3] J. Kumer et al., "AGC Simulator for Price-based Operation- Part II: Case Study Results", *IEEE Trans. on Power System*, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp. 533-538
- [4] S. Hao and A. Papalexopoulos, "Reactive Power Pricing and Management", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 95-104
- [5] A.D. Papalexopoulos, "Congestion Management in a Competitive Environment", Future Needs and Trends in Power System Computing, Presented at the IEEE PICA 97, Columbus Ohio, May 14, 1997
- [6] F.L. Alvarado, "congestion Management in an Open Market", Future Needs and Trends in Power System Computing, Presented at the IEEE PICA 97, columbus Ohio, May 14, 1997
- [7] M. L. Baughman, and S. N. Siddiqi, "Real-time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 6, no. 1, February 1991, pp.23-29
- [8] D. Kirschen, R. Allen, G. Strbac, "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows." *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, pp. 52-60, February 1997
- [9] G. Strbac, D. Kirschen, S. Ahmed, "Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows." *paper PE-222-PWRS-0-01-1997*, IEEE, 1997
- [10] J. Bialek, "Topological Generation and Load distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, August 1997
- [11] J. Bialek, "Identification of Source-sink Connections in Transmission Networks", *Power Systems Control and Management*, 16-18 April 1996

부 록. 6-버스 샘플 시스템의 데이터

1. 부하 데이터(정격:345kV, 100MVA)

Bus num.	Bus type	Voltage schedule	$P_{gen}$ (pu MW)	$P_{load}$ (pu MW)	$Q_{load}$ (pu MVAR)
1	Swing	1.05			
2	Gen.	1.05	0.50	0.0	0.0
3	Gen.	1.07	0.60	0.0	0.0
4	Load		0.0	0.7	0.7
5	Load		0.0	0.7	0.7
6	Load		0.0	0.7	0.7

2.선로 데이터

From bus	To bus	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	2	0.10	0.20	0.04
1	4	0.05	0.20	0.04
1	5	0.08	0.30	0.06
2	3	0.05	0.25	0.06
2	4	0.05	0.10	0.02
2	5	0.10	0.30	0.04
2	6	0.07	0.20	0.05
3	5	0.12	0.26	0.05
3	6	0.02	0.10	0.02
4	5	0.20	0.40	0.08
5	6	0.10	0.30	0.06