

Marginal Loss Factor using Optimal Power Flow in Power Market

申東峻* · 高庸準** · 李孝祥* · 金鎮吾***

(Dong-Joon Shin · Yong-Jun Ko · Hyo-Sang Lee · Jin-O Kim)

Abstract - In the competitive electricity market, various pricing methods are developed and practiced in many countries. Among these pricing methods, marginal loss factor(MLF) can be applied to reflect the marginal cost of network losses.

For the calculation of MLF, power flow method has been used to calculate system loss deviation. However, this power flow method shows some shortcomings such as necessity of regional reference node, and absence of an ability to consider network constraints like line congestion, voltage limit, and generation output limit. The former defect might affect adversely to the equity of market participants and the latter might generate an inappropriate price signals to customers and generators. To overcome these defects, the utilization of optimal power flow(OPF) is suggested to get the system loss deviation in this paper.

30-bus system is used for the case study to compare the MLF results by the power flow and the OPF method for 24-hour dispatching and pricing. Generator payment and customer charge are compared with these two methods also. The results show that MLF by OPF reflects the power system condition more faithfully than that of by the conventional power flow method

Key Words : MLF, OPF, nodal pricing, network constraint, dispatch, settlement

1. 서 론

현재 전력산업의 규제 완화와 구조개편이 많은 나라에서 진행되었거나 진행 중이며, 이러한 구조개편의 결과로 나타나는 경쟁전력시장 환경에서 발전기의 한계 비용을 이용한 전통적인 경제급전 방식은 더 이상 적용할 수 없게 되었다. 따라서 각 전력시장은 각 시장의 환경에 적합한 급전 및 정산(Dispatch and Settlement) 방식을 개발하고, 시장에 적용하여 전력시장의 경제적 효율성을 높이기 위해 노력하고 있다. 영국과 웨일즈(England & Wales)에서는 시스템 한계 가격과 용량 비용을 이용하여 발전소의 보상비용을 결정하며, NordPool에서는 송전선 혼잡을 해결하기 위하여 입찰지역(Bid area)과 가격지역(Price area)을 통계를 통해 구분하여 전력시장을 운영하고 있다. 또한 호주의 NEMMCO는 한계손실계수(MLF : Marginal Loss Factor)를 이용한 급전과 정산을 실시하고 있다[1].

이러한 다양한 급전 및 정산 기법 중 MLF를 이용한 급전 및 정산 기법은 송전망에서 발생하는 한계손실을 생산자와 소비자에 대한 가격신호로 사용하기 위해 도입되었다. MLF

를 급전 및 정산에 적용할 경우 발전사업자와 소비자의 생산과 소비 행동이 송전망의 손실에 미치는 영향을 매 급전 단위마다 계산하여 발전소 급전 순위 결정 및 발전소 보상비용, 소비자 지불요금 정산에 적용할 수 있다.

지금까지 MLF를 이용한 급전 및 정산 방식에서 MLF를 계산하기 위해서는 계통의 손실 변화율이 필요하며 이를 얻기 위해 조류계산(Power Flow)을 이용하여 왔다. 하지만 조류계산의 특성상 MLF 계산시 기준 모선(Slack bus)이 필수적으로 요구되었으며, 이를 지역기준점(RRN : Regional Reference Node)으로 설정하여 급전 및 정산을 실시하여 왔다. 이렇게 지역기준점을 필수적으로 요구하는 특성은 기존 MLF 계산 방식의 단점 중 한가지라 할 수 있다. 지역기준점의 위치는 전력시장에 참여한 모든 참여자에게 영향을 미치기 때문에 형평성의 문제가 발생할 가능성이 있기 때문이다.

기존 전력조류계산을 이용한 MLF 계산 방식의 또 다른 단점은 MLF 계산 시 계통의 제약조건을 고려할 수 없다는 점이다. 전력계통에는 선로의 유효/무효전력 조류 제약, 발전기의 유효/무효전력 출력 제한, 그리고 전압제한 등의 제약조건이 존재한다. 하지만 단순히 계통의 손실변화만을 계산하는 조류계산 방식을 이용한 MLF 계산은 이러한 계통 제약조건을 고려할 수 없이 단순한 계통의 손실 변화량만을 반영하게 된다.

위와 같은 기존 전력조류를 이용한 MLF 계산의 단점을 극복하기 위하여, 본 논문에서는 최적조류계산(OPF : Optimal Power Flow)을 이용한 MLF 계산 기법을 제안하였

* 正會員 : 漢陽大學 電氣工學科 博士課程

** 正會員 : 漢陽大學 電氣工學科 碩士課程

*** 正會員 : 漢陽大學 電氣工學科 副教授 · 工博

接受日字 : 2001年 10月 7日

最終完了 : 2002年 6月 12日

다. OPF를 이용함으로써 지역기준점을 설정할 필요가 없어 저 모든 시장 참여자들에게 공정하게 급전 및 정산을 수행할 수 있게 되었으며, 계통의 손실만이 아닌 제약조건 또한 고려할 수 있게 되었다.

제한한 OPF를 이용한 MLF 계산 기법의 효용을 검증하기 위해 30 모선 계통을 이용한 사례연구를 통해 기존 MLF 계산 기법과 제한한 OPF를 이용한 MLF 계산 기법의 결과를 비교하였다.

2. 한계손실계수

전력계통을 구성하는 선로 및 장비는 완전한 도체가 아니기 때문에 필연적으로 발전량의 일부는 부하에 도달하기 전에 손실된다. 이러한 계통의 전력 손실은 소비자에 공급하는 전력의 가격에 영향을 미칠 뿐만 아니라 전력계통의 신뢰도에도 영향을 미치게 된다. 따라서 효율적인 급전을 위해서 계통의 손실은 반드시 고려되어야 할 것이다. 한계 가격 체계(Marginal pricing)는 시장 참여자가 계통에 접속하는 각 모선의 손실 기여를 고려하는 방식이며 정확한 적용을 위해서는 매 급전 단위마다 계통의 한계 손실을 정확하게 계산하여야 한다.

계통의 한계 손실은 MLF로 나타낼 수 있으며 이는 특정 전력조류 환경 하에서 계통 손실함수의 민감도라 할 수 있다. MLF는 발전소의 출력이나 소비의 증감에 따라 계통의 손실이 증가, 혹은 감소하는 정도를 나타낸다.

경제체제의 전력시장 환경에서 MLF를 도입하는 대표적인 이유는 다음과 같이 크게 네 가지로 정리할 수 있다.

- i) 경제 급전 - MLF를 사용한 발전소 급전 우선순위 결정으로 계통의 손실을 줄일 수 있는 경제적인 발전소를 선택할 수 있다. MLF를 적용할 경우 계통의 손실을 줄일 수 있는 발전소의 입찰 가격은 낮아지는 효과를 얻는 반면 계통의 손실을 증가시키는 발전소의 입찰가격은 상대적으로 높아지게 된다.
- ii) 소비자 선택권 부여 - 부하 입찰(Demand Bids)이 실시될 경우 일시적으로 높은 가격이 형성되는 피크부하 시간대에 높은 전력요금을 지불할 것인지, 혹은 수요를 줄여 전력요금을 감소시킬 것인지를 소비자가 선택할 수 있도록 가격 신호를 제공하게 된다.
- iii) 송전선로 투자 신호 제공 - 반복되는 급전 계산을 통해 산출된 MLF의 데이터 베이스화를 통해 송전선로 건설계획의 투자 결정 자료로 활용할 수 있다.
- iv) 신규 시장 참여자에 지역신호 제공 - 기존 참여자의 송전계통 접속위치 변경과 발전사업자 및 소비자의 신규 진입시 전체계통의 손실을 고려한 접속위치 결정 자료로 활용 가능하다.

이 같은 네 가지 항목 중 첫째와 둘째는 운용측면의 단기 가격 신호 제공의 역할을, 셋째, 넷째는 장기적인 관점에서의 투자를 위한 장기가격 신호를 제공하는 역할을 한다고 할 수 있다.

한계손실계수는 부하의 변화량(ΔP_L)에 대한 발전량의 변화(ΔP_G)로 볼 수 있으며 다음 식으로 나타낼 수 있다.

$$MLF = \frac{\Delta P_G}{\Delta P_L} \quad (1)$$

식 (1)은 식(2)와 같이 정리된다.

$$MLF = 1 + \frac{\Delta_{loss}}{\Delta_{LI}} \quad (2)$$

이때 Δ_{loss} : 계통의 손실 변화

Δ_{LI} : 계통의 부하 증가

식 (2)는 모선 i 에서의 MLF를 구하기 위해 식 (3)과 같이 근사화 될 수 있다.

$$MLF_i = \frac{\Delta(\sum_{k=1}^N G_k)}{\Delta L_i} = \frac{\Delta(\sum_{k=1}^M L_k)}{\Delta L_i} + \frac{\Delta_{loss}}{\Delta L_i} = 1 + \frac{\Delta_{loss}}{\Delta L_i} \quad (3)$$

이때 N : 발전소의 수

M : 모선의 수

G_k : 발전소 k 의 유효전력 출력량

L_k : 모선 k 의 유효전력 수요량

ΔL_i : 모선 i 의 부하 증가량

만일 MLF 계산시 기존의 조류계산 기법을 사용할 경우 기준모선이 모든 손실을 담당하는 조류계산의 가정으로 인해 지역기준점의 MLF는 계통의 상태와 관계없이 1을 갖게 된다. 이는 실제계의 상황과는 다른 가정으로 기존 조류계산을 이용한 MLF 계산 기법의 단점 중 하나이다.

MLF를 이용한 발전소의 급전 및 정산과정은 다음과 같이 정리할 수 있다.

- i 모선의 발전소가 입찰: BP_i
- 입찰가격을 i 모선의 MLF로 나누어 RRN의 가격으로 환산: $BP_i^{RRN} = BP_i / MLF_i$
- RRN 환산가격을 기준으로 발전소 급전순서 작성
- 수요를 만족시킬 수 있을 때까지 급전순서대로 급전
- 급전된 발전소 중 가장 비싼 발전소에 의해 현물가격 (SP : Spot price) 결정
- 급전된 발전소는 현물가격에 발전소가 위치한 모선의 MLF를 곱한 가격으로 보상:

$$Payment_i = MLF_i \times SP \times GenOutput_i$$

- i 모선의 소비자 지불비용은:

$$Charge_i = MLF_i \times SP \times Load_i$$

위와 같은 급전 및 정산 과정을 통해 MLF는 표 1과 같은 가격 신호 역할을 수행한다.

표 1 한계손실계수의 가격신호 역할
Table 1 Price signal of MLF

	발전과 소비에 대한 가격신호	
	MLF > 1	MLF < 1
급전우선순위	상승	하락
발전소보상비용	증가	감소
소비자지불비용	증가	감소

또한 MLF를 급전과 정산에 적용할 경우 계통의 손실을 줄이는 역할 또한 수행한다. MLF가 1보다 큰 모선으로 유입되는 전력조류는 계통의 손실을 증가시키게 되는데 이 모선의 발전소는 환산 입찰가격이 낮아져 급전 우선순위가 높아지는 반면 같은 모선의 소비자는 지불비용이 높아질 것을 예상하여 소비를 줄이려 하기 때문에 MLF가 1보다 큰 모선으로의 전력조류 유입은 감소하는 경향을 보이게 된다. MLF가 1보다 작은 모선 또한 이와 반대의 현상으로 전력조류 유입이 증가되는 경향을 보이기 때문에 전체적인 계통의 손실은 감소하게 된다.

3. OPF를 이용한 MLF

OPF는 전력계통의 여러 제약조건을 만족시키며 특정 목적함수의 최적화를 실행하는 기법이다. OPF의 목적함수는 발전비용, 계통의 손실, 계통 안전도 등 다양한 목적함수를 선택할 수 있다.

본 논문에서는 목적함수로 계통의 총 발전비용을 선택하였으며 아래 식과 같이 정식화 시켰다.

$$\min \sum f_i(P_{gi}) \quad (4)$$

subject to

$$\begin{aligned} P_{gi} - P_{Li} - P(V, \theta) &= 0 \\ Q_{gi} - Q_{Li} - Q(V, \theta) &= 0 \\ S_{ij} &\leq S_{ij}^{\max} \\ V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} \\ P_{gi}^{\min} &\leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \\ Q_{gi}^{\min} &\leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \end{aligned}$$

- 이때 f_i : 발전기 i 의 발전비용
- P_{gi} Q_{gi} : 모선 i 에서 유효/무효전력 발전량
- P_{Li} Q_{Li} : 모선 i 에서 유효/무효전력 소비량
- V_i : 모선 i 의 전압
- S_{ij} : 모선 i 에서 j 로 가는 선로의 복소전력

위의 식에서 볼 수 있듯이 유효/무효전력 수급 균형, 선로 조류와 모선 전압 제약 그리고 유효/무효전력 발전량 제약조건을 고려하였다.

정상 계통 상태, 즉 계통에 선로혼잡, 발전기 출력 제약 등 계통 제약조건 상황이 발생하지 않을 경우 기존의 조류계산을 이용한 MLF 계산과 제안한 OPF를 이용한 MLF 계산 결

과는 큰 차이를 보이지 않는다. 하지만, 선로 혼잡 등 적용한 OPF에서 고려한 제약조건 상황이 발생할 경우 제안한 OPF를 적용한 MLF 결과와 기존 조류계산을 MLF 결과는 큰 차이를 보이게 된다.

이러한 계산 방식에 따른 MLF의 차이는 발전기 급전순위와 발전소 및 소비자에 대한 보상비용에 직접적인 영향을 미치게 된다. 이는 제안한 OPF를 이용한 MLF는 OPF 계산시 고려한 계통의 제약조건을 가격신호로 반영할 수 있다는 것이다.

제안한 OPF를 이용한 MLF 계산의 또 한가지 장점은 MLF 계산시 기준모선, 즉 RRN이 필요하지 않다는 점이다. 기존의 조류계산을 이용한 MLF를 시장에 적용할 경우 조류계산의 기준이 되는 지역기준점을 어느 모선으로 설정하는가는 논란의 대상이 될 수 있다. 지역기준점의 설정에 따라 시장참여자간의 손익이 발생하기 때문이다. 이는 MLF가 지역기준점의 변화에 따라 선형적으로 변환되지 않기 때문이다.

지역기준점이 j 에서 k 로 변화할 경우 식 (5)와 같은 관계가 발생한다.

$$MLF_i^k \neq \frac{MLF_i^j}{MLF_k^j} \quad (5)$$

이때 MLF_i^k : RRN이 k 일 때 i 모선의 MLF

지역기준점이 필요하지 않은 OPF를 MLF 계산에 적용할 경우 모든 시장참여자에게 공평한 가격신호를 제시할 수 있다.

4. 사례연구

사례연구에서는 30모선 시스템을 이용하여 기존 MLF 및 제안한 OPF MLF를 각각 적용하여 24시간의 급전 및 정산을 실시하였다. 아래 그림 1에 6개의 발전기와 20개의 부하점을 가진 모델 계통을 나타내었으며 표 2에 발전기 데이터를 보였다.

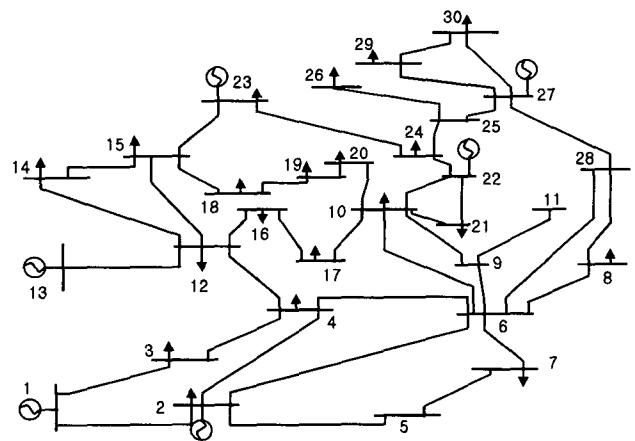


그림 1 30 모선 모델
Fig. 1 30 Bus test system

표 2 발전기 데이터

Table 2 Generator data

모선	최대 출력 [MW]	가격 함수
1	80	$2x + 0.02$
2	80	$1.75x + 0.0175$
13	50	$x + 0.0625$
22	55	$3.25x + 0.0083$
23	30	$3x + 0.025$
27	40	$3x + 0.025$

24시간에 걸친 계통의 모의 운영을 위해 모델계통의 부하 형태를 산업, 사무실, 상업, 그리고 주거의 4가지 형태로 구분한 뒤 각 부하 형태에 따른 부하량 변화 형태를 적용하였다. 그림 2와 3에 각각 부하형태별 요구량 모델과 계통의 총 부하량 변화 그래프를 나타내었다. 또한 표 3에 모선별 부하형태 및 최대 요구량을 정리하였다. 표 4에는 모델 계통의 선로 데이터를 보인다.

표 3 부하 데이터

Table 3 Load data

모선	최대부하	부하형태	모선	최대부하	부하형태
2	21.7	산업	17	9	사무실
3	2.4	주거	18	3.2	고정
4	7.6	사무실	19	9.5	고정
7	22.8	상업	20	2.2	사무실
8	31	산업	21	17.5	상업
10	5.8	산업	23	3.2	사무실
12	11.2	상업	24	8.7	상업
14	6.2	주거	26	3.5	상업
15	8.2	주거	29	2.4	주거
16	3.5	주거	30	10.6	산업

표 4 선로 데이터

Table 4 Line data

From	To	정격 [MVA]	From	To	정격 [MVA]
1	2	130	15	18	16
1	3	130	18	19	16
2	4	65	19	20	32
3	4	130	10	20	32
2	5	130	10	17	32
2	6	65	10	21	32
4	6	90	10	22	32
5	7	70	21	22	32
6	7	130	15	23	16
6	8	32	22	24	16
6	9	65	23	24	16
6	10	32	24	25	16
9	11	65	25	26	16
9	10	65	25	27	16
4	12	65	28	27	65
12	13	65	27	29	16
12	14	32	27	30	16
12	15	32	29	30	16
12	16	32	8	28	32
14	15	16	6	28	32
16	17	16			

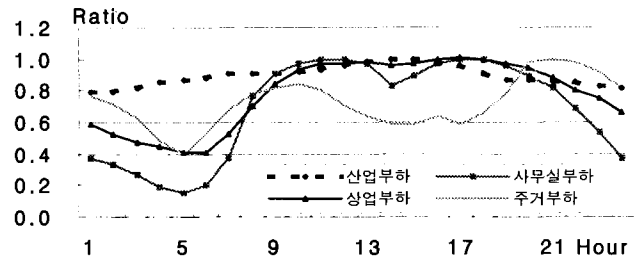


그림 2 부하 형태별 부하 요구량 모델

Fig. 2 Load requirement model by load type

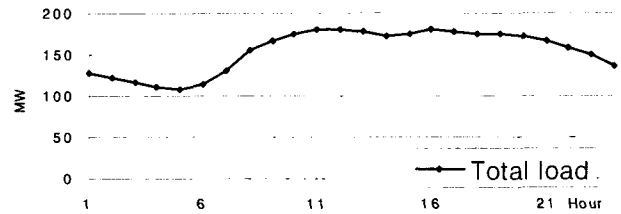


그림 3 모델 계통 총 부하 요구량

Fig. 3 Total load of model system

4.1 지역기준점의 영향

기존의 조류계산을 이용한 MLF 계산에서는 지역기준점이라 하는 기준 모선이 필수적이며, 계통의 손실을 기준 모선에서 담당하게 하는 조류계산의 가정에 따라 계통 상태에 무관하게 항상 1인 MLF 값을 갖게 된다. 이는 기존 MLF 계산 방식의 단점으로 볼 수 있는데 지역기준점의 선정에 따라 시장참여자의 손익에 영향을 주기 때문이다.

그림 4의 (a), (b)는 각각 1번 모선 및 27번 모선을 지역기준점으로 선정하였을 때 MLF 결과를 보이고 있다. 그림과 같이 지역기준점 이동에 따른 MLF 변화는 선형적 변화가 아니며 시장참여자간의 손익 변화가 발생하게 된다.

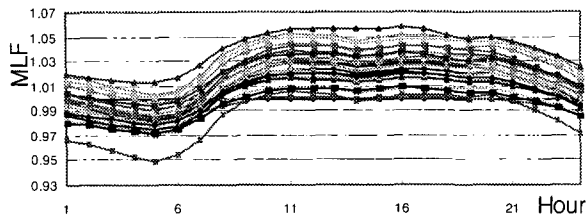
지역기준점 변화에 따른 발전소 보상비용의 변화를 표 5에 정리하였다. 모선 1, 2, 13에 있는 발전소는 지역기준점 이동에 따라 손해를, 모선 23 및 27에 위치한 발전소는 이익을 보고 있다. 이는 기존의 MLF 급전 및 정산 방식의 불평등 문제점을 보여준다 할 수 있다. 같은 부하 및 발전 용량에도 지역기준점의 이동에 의해 3%가 넘는 이익(모선 27) 및 1.2%의 손해(모선 1)가 하루 만에 나타나게 된다.

반면 제안한 OPF를 이용한 MLF 계산 방식은 지역기준점이 필요하지 않기 때문에 모든 시장참여자에게 평등한 급전 및 정산이 가능하다.

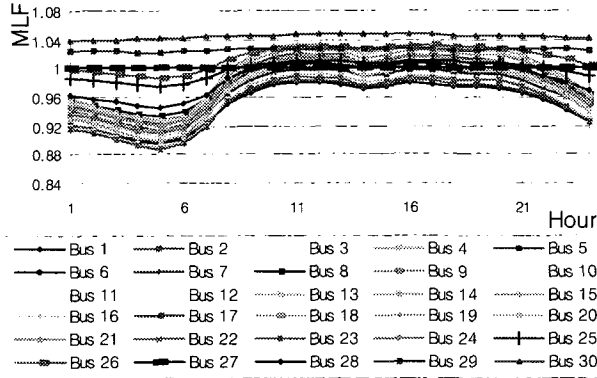
표 5 지역기준점 변화에 따른 발전소 보상비용

Table 5 Gen Co. payment result by RRN shift

발전소	보상 비용[\$]		[모선27 - 모선 1]
	모선 1	모선 27	
모선 1	2804	2770	-34
모선 2	3783	3767	-16
모선 13	891	889	-2
모선 22	1622	1622	0
모선 23	907	910	3
모선 27	1997	2059	62



(a) 지역기준점 : 모선 1
(a) RRN : Bus 1



(b) 지역기준점 : 모선 27
(b) RRN : Bus 27

그림 4 지역기준점 변화 및 MLF 결과
Fig. 4 RRN shift and MLF result

4.2 조류계산 방식과 OPF 방식의 비교

두 번째 사례연구로 기존의 조류계산을 이용한 MLF 계산과 제안한 OPF를 이용한 MLF 계산의 결과를 비교하고 분석하였다.

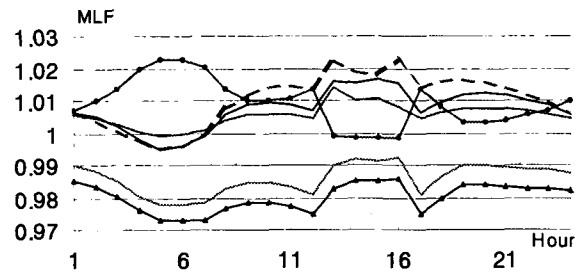
그림 5의 (a)와 (b)에 각각 제안한 OPF 및 기존의 조류계산을 이용한 MLF 계산 결과 중 발전기 모선에 대한 결과를 나타내었다. 기존의 조류계산을 이용한 MLF 결과는 각 모선 별로 그림 3에 나타낸 총 부하 곡선형태와 거의 같은 형태를 보이고 있음을 알 수 있다. 이는 기존의 조류계산을 이용한 MLF가 단순히 전체 계통의 손실 변화만을 반영하고 있음을 나타낸다. 계통의 부하가 증가하여 선로 별 조류가 증가하게 되면 계통의 손실 또한 일반적으로 증가하기 때문에 각 발전기 모선의 MLF 곡선 형태가 전체 부하 변화량 곡선 형태를 따라가게 된 것이라 볼 수 있다. 그림 5의 (b)에서 1번 모선은 지역기준점으로 선정되었기 때문에 항상 1인 MLF 값을 보이고 있다. 따라서 1번 모선의 발전기와 부하는 발전과 소비에 대한 어떠한 가격 신호도 받지 못함을 알 수 있다.

반면에 제안한 OPF를 이용한 MLF 결과는 다른 형태를 보이고 있으며, 특히 첨두부하 시간대인 12시부터 17시까지 갑작스러운 변화를 보여준다.

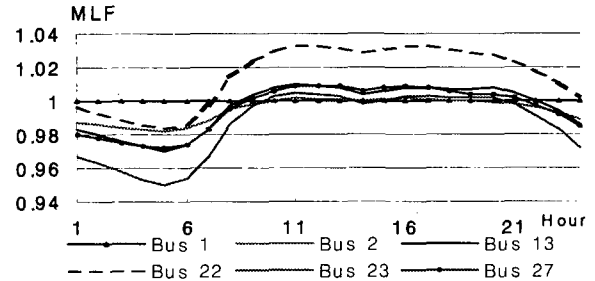
위와 같은 큰 변화는 앞에서 언급한 바와 같이 계통에 제약조건이 발생하였음을 의미한다. 조류 계산과 달리 OPF는 계통의 제약조건을 계산과정에서 고려할 수 있기 때문이다.

본 사례연구에서 첨두부하 시간대의 MLF 급격한 변화는 선로 혼잡 발생을 반영한 결과로 볼 수 있다. 표 6에 시간별 선로 제약조건을 정리하였다. OPF를 이용한 MLF 결과에 갑작스러운 변화가 나타났던 13시에 21번에서 22번 모선 사이 및 25번에서 27번 모선사이의 2개 선로에 새롭게 혼잡이 발생하여 17시까지 유지 된 후에 해소됨을 알 수 있다. 이때 OPF를 이용한 MLF도 12시 이전의 형태로 복귀하고 있다.

이는 제안한 OPF를 이용한 MLF 계산 기법이 계통의 제약조건을 가격신호를 통해 급진 및 정산 과정에 반영할 수 있도록 해 준다는 사실을 의미한다. 반면에 기존의 조류계산을 이용한 MLF 결과는 12시에서 17시 사이에 별다른 변화를 보이지 못하고 있다. 이는 실제 계통의 물리적 한계를 고려하지 못하는 기존 방식의 단점을 보여주는 결과라 할 수 있다.



(a) OPF를 이용한 MLF
(a) MLF using OPF



(b) 조류계산을 이용한 MLF
(b) MLF using power flow

그림 5 발전기 모선의 MLF 계산 결과
Fig. 5 MLF results at generator bus

표 5 첨두부하 시간대의 혼잡 발생 선로
Table 5 Congested lines at peak time

시간	From	To	조류량	용량한계
12	6	8	32	32
	6	8	32	32
13	21	22	32	32
	25	27	16	16
16	6	8	32	32
	21	22	32	32
17	25	27	16	16
	6	8	32	32

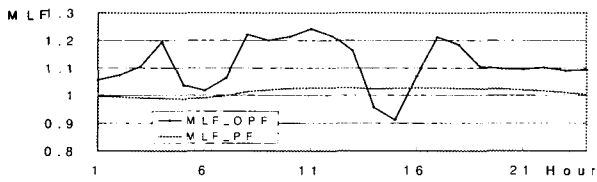


그림 6 8번 모선의 조류계산 및 OPF를 이용한 MLF
Fig. 6 MLF using OPF/power flow at Bus 8

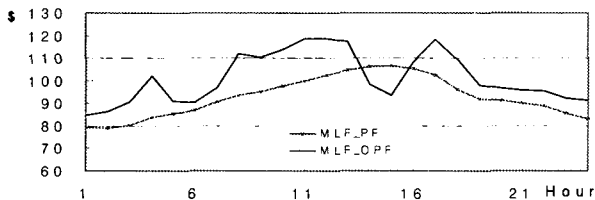


그림 7 8번 모선의 소비자 지불비용
Fig. 7 Customer payment at Bus 8

그림 6과 7에 계산 방식에 따른 8번 모선의 MLF 결과와 소비자 지불비용을 나타내었다. 그림 6의 MLF 결과에서, 제안한 OPF를 이용한 MLF는 대부분의 시간대에 기존의 조류계산을 이용한 MLF 보다 높은 값을 보이고 있지만 첨두부하 시간에는 낮은 값을 보이고 있다. 이는 가장 큰 부하이며 시간별 수요 변동이 적은 산업부하인 8번 모선 부하의 특성을 반영한 결과라 볼 수 있다. 8번 부하는 총부하량이 적은 새벽 시간 및 총부하량이 커져서 전체 부하에서 차지하는 비율이 적어지는 시간대에 역시 인센티브를 받게 된다.

소비자 지불 비용을 보이는 그림 7을 보면 제안한 OPF를 이용한 MLF가 전체부하 상태 및 계통 상태에 따라 강한 가격신호를 주고 있음을 알 수 있다.

5. 결 론

본 논문에서는 경쟁 전력 시장에서 경제 급전 및 계통의 손실 감소를 위해 적용할 수 있는 최적조류계산을 이용한 MLF 계산 기법을 제안하였다.

제안한 OPF를 이용한 MLF 계산 기법은 기존의 조류계산을 이용한 MLF 계산방식의 단점이라 볼 수 있는 지역기준점 설정의 필요성이 없으며 동시에 선로의 제약조건 위반 여부를 가격신호에 반영할 수 있는 급전 및 정산 방식이라 할 수 있다.

사례연구를 통하여 기존 MLF 계산 기법에서 필수적인 지역기준점 설정의 불합리성을 보였으며 제안한 OPF를 이용한 MLF 계산 기법이 계통의 제약조건 발생 여부를 충실하게 가격 신호로 반영하고 있음을 보였다.

참 고 문 헌

[1] NEMMCO, Treatment of Loss Factors in The National Electricity Market, National Electricity Market Management Company Limited, Nov, 1999
[2] Barrie Murray, Electricity Markets, John Wiley &

Sons, 1998.

[3] S. Hunt, G. Shuttleworth, Competition and Choice in Electricity, John Wiley & Sons, 1996.
[4] P. Pals, R.M. Dunnett, C.J. Aldridge, A. Prangley, "Calculation of Transmission Loss Factors in the Presence of Constraints", Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, pp. 326-332, Apr. 2000.
[5] Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W. F. Tinney, Optimal power flow by Newton method, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. 103, no. 10, pp. 2864-2875, Oct. 1984
[6] 김발호, 박종배 외, "송전선 혼잡처리 비용 및 송전선이용료 산정에 관한 연구", 2000, 한국전력공사
[7] 신중린, 김발호, 박종배 외, "송전망이용가격 산정 및 전산모형 개발", 2001, 한국전력공사
[8] 김발호, "송전손실계수 및 계산방법", 1999, 한국전력 중앙교육원 교재

저 자 소 개



신 동 준(申東峻)

1972년 1월 28일 생. 1998년 한양대 전기공학과 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정

Email : djshin@ihanyang.ac.kr



고 용 준(高庸準)

1975년 5월 28일 생. 2000년 2월 한양대 전기공학과 졸업. 2002년 2월 동 대학원 졸업(석사). 현재 한국전력공사

이 효 상(李孝祥)

전기학회지 49권 6호 PP31~37 참조

Tel : (02) 3456-6040

Email : lhs707@kpx.or.kr

김 진 오(金鎭吾)

전기학회논문지 48A권 3호 참조

Tel : (02) 2290-0347

Email : jokim@hanyang.ac.kr