

전력시장 운영을 위한 Zone 분류 타당성에 관한 연구

이동수, 백웅기, 전영환, 박종배, 김성수
 홍익대학교 건국대학교 한국산업기술대학교

A Feasibility Study on zonal pricing system in Electric Power Market

Dong-Su Lee, Woong-Ki Beack, Yeong-Han Chun, Jong-Bae Park, Sung-Soo Kim
 Hong-ik University Energy System Lab. Konkuk University Korea Polytechnic university

Abstract - LMP based pricing system has many merits over SMP. One of them is that network congestion can be managed by the market price together with congestion revenue rights. Korean power system has a peculiar property that the transmission line where network congestion occurs is known and does not vary. For such a system, zonal pricing method is considered to be appropriate as it is simpler than nodal pricing. In this paper, we did feasibility study on zone grouping method and tendency of zonal price compared with nodal price.

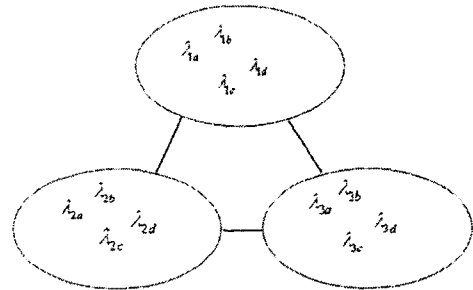


그림2.1 <Three Zone Control Area>

1. 서 론

현재 우리나라의 전력시장은 CBP(Cost Based Pool) 형태로 운영되고 있다. CBP 시장에서는 단일 가격 체제(Uniform Pricing)를 채택하고 있으므로 전국의 시장가격이 단일 가격으로 정산되고 있다. 그러나 단일 가격 체제는 부하의 집중에 의한 계통 운용의 비효율성 문제를 야기할 뿐만 아니라, 계통 제약을 유발할 수 있기 때문에 지역별 가격 체제의 도입 검토가 필요하다. 우리보다 전력시장의 운영 경험이 많은 미국 등의 선진전력시장은 지역별 가격 체제인 경우가 대부분이다. 지역별 시장 가격 체제를 도입하면, 부하와 발전의 집중에 따른 지역적 수급 불균형에 기인하는 송전망 제약 비용 문제를 시장가격으로 처리할 수 있다는 큰 장점을 지니고 있다.

본 논문에서는 우리나라의 계통 특성인 수도권과 비수도권 사이의 송전제약을 고려하여 2개의 zone으로 이루어지는 zone의 분류 가능성에 대한 기초 연구결과를 다루고 있다. 제약 선로와 비제약 선로가 평행으로 연계되어 있는 시스템의 노드 가격을 비교하여 zone 분류의 타당성을 조사하였다. 앞으로 zone 분류에 따른 계통의 제약 방법에 대해서 지속적인 연구가 필요하다.

2. 본 론

2.1 Zone 구분방법

Transmission zones는 LMP(Locational Marginal Price)에 근거하여 정의를 할 수 있다. 각각의 zone에서 에너지의 LMP는 zone 내부의 모든 노드에서 한계 가격과 비슷하다. 따라서 비슷한 한계가격을 가지는 모선을 같은 Zone으로 묶는다.[1] 그림 2.1은 세 개의 zones으로 나뉜 control area를 보여준다. Zone i에서 모선 j(λ_{ij})의 한계가격은 같은 지역의 다른 모선의 한계가격과 비슷하다. 송전혼잡이 발생한 상황에서 한계가격의 차이는 zone 범위를 정의한다. 즉, zone 사이의 차이는 송전제약으로 인한 LMP의 차이를 반영하는 것이다.

$$\begin{aligned} \lambda_1 &\cong \lambda_{1,a} \cong \lambda_{1,b} \cong \lambda_{1,c} \cong \lambda_{1,d} \\ \lambda_2 &\cong \lambda_{2,a} \cong \lambda_{2,b} \cong \lambda_{2,c} \cong \lambda_{2,d} \\ \lambda_3 &\cong \lambda_{3,a} \cong \lambda_{3,b} \cong \lambda_{3,c} \cong \lambda_{3,d} \end{aligned}$$

그림2.1과 같이 모선별 한계가격이 비슷한 것끼리 묶어서 3개의 Zone으로 전력시장을 구분하였다.

2.2 최적 조류 계산법

최적 조류계산(Optimal Power Flow)은 1962년 Carpentier에 의해 소개된 이후 현재까지 많은 방법들이 제안되고 있다. 이러한 최적전력조류(OPF) 과정은 전력계통에서 최적의 정적 상태 운전점을 결정하는 방법으로 구성되며, 이 방법은 주어진 물리적,기술적 제약조건을 만족시키면서 주어진 목적함수의 값을 최소화 혹은 최대화시킨다.

2.2.1 정식화

목적함수 : $\min f(x)$
 제약조건 : $g(x) = 0$
 $h^{\min} \leq h(x) \leq h^{\max}$
 $x^{\min} \leq x \leq x^{\max}$

여기서,

- x : 상태변수의 집합 (발전량 Pg와 Qg, 모선 전압, 변압기 Tap ratio 등)
- $f(x)$: 전력계통의 목적함수
- $g(x)$: 전력조류 방정식
- $h(x)$: 전력계통의 부동식 제약
- h^{\max}, h^{\min} : 부동식제약의 상하한
- x^{\max}, x^{\min} : 변수 x의 상하한

이와같은 형태의 최적조류계산은 그 실행 가능해가 조류계산의 해이기 때문에 목적함수를 최소화하는 조류계산의 해를 구하는 것이라 할수 있다.

2.3 사례연구

그림 2.2와 같이 제약이 없는 지역을 묶어서 두 개의 zone, zone1과 zone2로 나누고, 각 zone 사이에 세 개의 연계 선로가 있는 시스템을 가정하였다. 이 시스템에서 한 개의 연계선로에 조류가 집중되어 제약이 발생하는 경우, 노드 가격의 변화 추이와 각 zone의 지역 가격과의 관련성을 조사하였다.

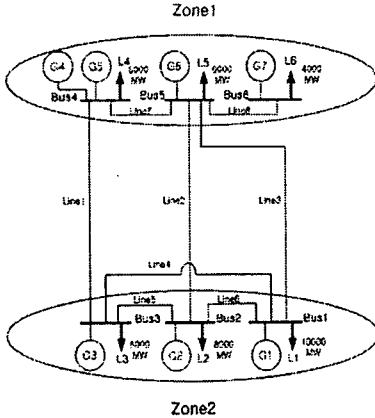


그림 2.2 <7기 6모선 예제 계통도>

표 2.1 각 발전기의 발전용량과 모선별 부하량

발전기	용량 (MW)	발전 한계비용 (원/kW)	모선 번호	각모선 부하량 (MW)	Line Num.	리액턴스 (pu)
G1	15000	10	Bus1	10000	1	.003
G2	5000	50	Bus2	8000	2	.01
G3	15000	10	Bus3	6000	3	.001
G4	3000	15	Bus4	6000	4	.001
G5	3000	45	Bus5	6000	5	.001
G6	3000	60	Bus6	4000	6	.001
G7	3000	55			7	.001
					8	.001

Zone1의 총부하량은 16000MW이고 Zone2의 총부하량은 24000MW이다. Zone1은 전체부하량의 40%, Zone2는 60%를 각각 차지하고있다.

2.3.1 Case1-1 : 송전제약이 없을때의 OPF 수행결과

표 2.2 각 발전기 발전량 및 모선별 가격

발전기	발전량(MW)	모선	모선별가격(λ) (원/kW)
G1	15000	Bus1	50
G2	4000	Bus2	50
G3	15000	Bus3	50
G4	3000	Bus4	50
G5	3000	Bus5	50
G6	0	Bus6	50
G7	0		

각 송전선로의 송전제약이 없으므로 OPF의 목적함수에 따라 발전기 비용최소화를 위해 가장 싼 발전기부터 발전하게 된다. 따라서 G1,G3,G4,G5,G2의 순서로 발전한계비용이 싼 발전기부터 발전을 하여 위의 표 2.2와 같이 결과가 나타난다.

2.3.2 Case1-2 : Line1에 송전제약이 5000MW일때, OPF 수행결과

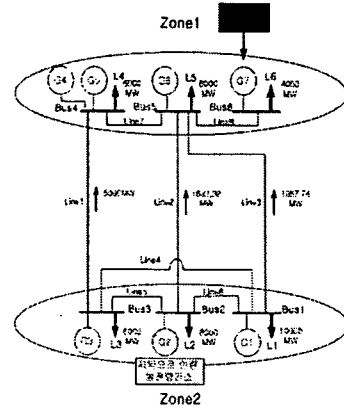


그림 2.3 <Line1의 송전제약이 5000MW일때 전력조류>

표 2.3 각 발전기 발전량 및 모선별 가격

발전기	발전량(MW)	모선	모선별가격(λ) (원/kW)
G1	15000	Bus1	50
G2	2600	Bus2	50
G3	15000	Bus3	49.5
G4	3000	Bus4	56
G5	3000	Bus5	55
		Bus6	55
G7	0		

이 경우, Line 1의 송전제약으로 인해 G2가 발전량을 감소하고 오히려 비싼 발전기인 G7이 발전을 하게된다. 따라서 모선별가격은 OPF 수행결과 위의 표 2.3과 같이 나타난다.

2.3.3 Case1-3 : Line1에 송전제약이 4000MW일때, OPF 수행결과

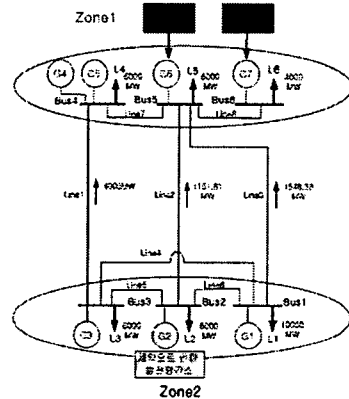


그림 2.4 <Line1의 송전제약이 4000MW일때 전력조류>

표 2.4 각 발전기 발전량 및 모선별 가격

발전기	발전량(MW)	모선	모선별가격(λ) (원/kW)
G1	15000	Bus1	49
G2	700	Bus2	50
G3	15000	Bus3	50
G4	3000	Bus4	62
G5	3000	Bus5	60
		Bus6	60

이 경우, G2는 발전량을 더 많이 감소하여 발전량이 700MW로 현저히 줄어들고, G7는 Maximum발전을 하게되고 가장비싼 G6가 발전을 하게 된다.

2.3.4 Case1-4 : Line1에 송전용량이 3000MW일때, OPF 수행결과

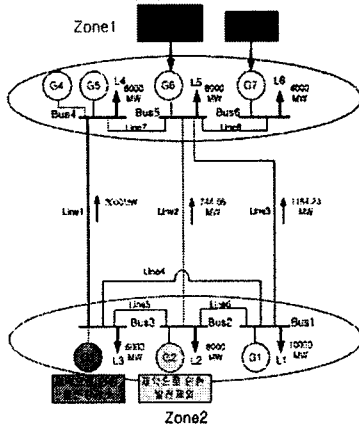


그림 2.5 <Line1의 송전용량이 3000MW일때 전력조류>

표 2.5 각 발전기 발전량 및 모션별 가격

발전기	발전량(MW)	모선	모션별가격(₩) (원/kWh)
G1	15000	Bus1	14.54
G2	0	Bus2	14.54
G3	13900	Bus3	10.00
G4	3000	Bus4	69.09
G5	3000	Bus5	60
		Bus6	60

이 경우, 송전용량이 3000MW가 됨에 따라 G2발전기는 발전정지가 되며 가장싼 발전기인 G3는 발전량이 13900MW로 1100MW 감소하게된다. 그리고 가장 비싼 발전기인 G6발전기의 발전량이 증가하여 2000MW를 발전하게 된다. 그로인해 모션별 가격의 차이가 크게 벌어지게 된다.

2.4 Zone1과 Zone2를 각각 한 모션으로 봤을때의 Zonal Pricing

위의 예제 계통을 각 Zone에서 하나의 모션가격으로 나타내기 위해 One Zone-One Bus System으로 구성하였다. 그리고 두 Zone간의 송전선로를 하나로 가정하여 그 모션의 한계가격을 Zonal Price로 가정하였다. Line1의 송전용량이 아래의 그림과 같이 각각 9600MW, 6700MW, 4900MW로 나눠서 OPF를 수행하였다.

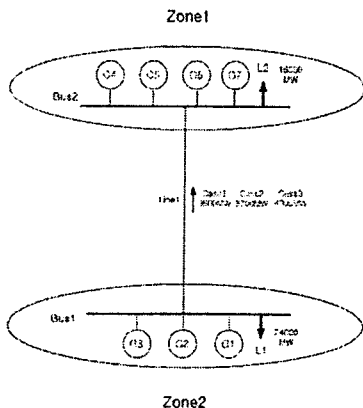


그림2.6 <One Zone-One Bus System 계통도>

위에서 Line1의 송전용량의 제약은 2.3의 사례연구 5000MW,4000MW,3000MW의 송전용량이 걸릴때의 line1,line2,line3를 통해서 각각 Zone1으로 유입되는 P용량의 합으로 하였다.

그림 2.5의 Case1-3의 OPF의 수행결과는 아래와 같다.

Line1의 송전용량	발전기	발전량(MW)	모션한계가격	
Case1(9600MW)	G1	15000	Bus1 (Zone1) 50	
	G2	3600		
	G3	15000		
	Case2(6700MW)	G4	3000	Bus2 (Zone2) 55
		G5	3000	
		G6	400	
		G7	3000	
Case3(4900MW)	G1	15000	Bus1 (Zone1) 50	
	G2	700		
	G3	15000		
	Case3(4900MW)	G4	3000	Bus2 (Zone2) 60
		G5	3000	
		G6	300	
		G7	3000	

3. 결 론

본론 2.3의 사례연구와 2.4의 사례연구를 통해서 Zone1과 Zone2의 모션 한계가격을 표 3.1로 비교해 보았다.

표 3.1 Line1의 송전용량제약에 따른 모션한계가격비교

Line1의 송전용량 제약	모션평균 한계가격		Zonal Pricing (1Bus 1Zone System)	
	Zone1	Zone2	Zone1	Zone2
無	50	50	50	50
5000MW	49.83	55.33	50	55
4000MW	49.66	60.66	50	60
3000MW	13.02	63.03	10	60

위의 표3.1에서 보는것과 같이 본론 2.3의 사례연구에서 구한 각각의 모션한계가격의 평균값과 각 Zone을 한모션으로 가정하고 OPF를 풀었을때의 모션한계가격이 거의 유사함을 알수 있었다.

결론적으로, 본 연구에서는 그림2.2의 예제계통도에서 Nodal Pricing을 적용하는 것 대신에 더 간단하게 Zonal Pricing을 적용하는 것이 타당하다는 것을 확인하였다.

[참 고 문 헌]

[1] M.I.Alomoush and S.M.Shahidehpour, "Fixed transmission rights for zonal congestion management", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.,Vol. 146, No. 5,September 1999
 [2] Allen J. Wood, Bruce f. Wollenberg "Power Generation and Control",John Wiley & Sons, Inc.1996, pp.514-530.
 [3] Daniel Kirschen, Goran Strbac "fundamentals of Pwer System Economics", John Wiley & Sons,Ltd, 2004, pp.181-198.