

# 풍력발전단지가 연계된 전력계통에서 상정고장을 고려한 발전력 재조정에 관한 연구

## A Study on the Rescheduling of Generation Considering Contingency in Power System with Wind Farms

최수현\* · 김규호†  
(Soo-Hyun Choi · Kyu-Ho Kim)

**Abstract** - This paper studies on effective rescheduling of generation when the single line contingency has occurred in power system with wind farm. The suggested method is formulated to minimize the rescheduling cost of conventional and wind generators to alleviate congestion. The generator rescheduling method has been used with incorporation of wind farms in the power system. Since all sensitivity is different about congestion line, Line Outage Distribution Factor(LODF) and Generator Sensitivity Factor(GSF) is used to alleviate congestion. The formulation have been processed using linear programming(LP) optimization techniques to alleviate transmission congestion. The effectiveness of the proposed rescheduling of generation method has been analyzed on revised IEEE 30-bus systems.

**Key Words** : Wind Farm, Congestion Management, Linear Programming(LP), Line Outage Distribution Factor(LODF)

### 1. 서 론

유가급등에 따른 에너지 가격의 상승으로 인하여 유럽, 우리나라와 같이 천연 자원이 부족한 나라와 중국, 인도, 브라질 등의 개발도상국에서는 신재생에너지를 에너지 안보를 확보할 수 있는 주된 에너지원으로 평가하고 있다. 그 중 풍력에너지는 무한한 자원과 저렴한 발전단가 및 기술개발을 통한 대용량화가 가능하다는 점에서 주목을 받고 있으며 빠르게 성장하고 있다. 그러나 풍력발전 도입비중의 증대는 기존의 송전계통에서 복수의 풍력발전단지를 연계 시 송전선의 혼잡을 야기하여 계통에 안정성 문제를 유발할 수 있으며 대규모 풍력단지의 연계 위치는 송전선 혼잡비용의 결정과 매우 밀접한 관계가 있다. 여기서 말하는 혼잡이란 송전선로에 대해 열용량 제약, 안정도 제약, 전압 안정도 제약을 위반하여 과도한 선로조류 또는 과전류가 흐르는 경우를 말한다[1]. 국내의 경우 전라도 서남해안에는 2020년까지 2.5GW의 해상풍력발전단지가 구축될 예정이며, 제주지역의 경우 전력 공급을 신재생에너지로 100% 대체하기 위한 전력공급 체제 개편으로 2030년까지 2GW 규모의 해상풍력발전단지를 설치할 계획이다. 이처럼 증가하고 있는 풍력발전의 수용률 향상과 대규모 풍력 발전의 도입

시 안정적인 계통운영을 위해서는 풍력발전단지가 연계된 계통에서 발생한 혼잡의 효과적인 처리 방안에 대한 연구가 필요하다 사료된다. 계통에 발생한 혼잡은 계통신뢰도에 있어 중요한 문제이므로 송전혼잡처리 방법에 관한 연구는 각국에서 진행되어지고 있다 [2]. 예를 들면 2007년 Hazra와 Sinha에 의해 혼잡처리와 운영비용 최소화를 위한 다목적함수를 이용한 방법이 연구되었다[3]. 또한 Dutta와 Singh는 Particle Swarm Optimization 기법을 이용한 발전기의 유효전력 최적 조정에 대하여 연구하였다[4]. Venkaiah와 Vinod Kumar는 Fuzzy adaptive bacterial foraging을 기반으로 한 발전기의 유효전력 조정을 통한 혼잡관리를 제시하였다[5]. Singh는 수력발전과 화력발전 운영을 결합한 발전력 재조정에 대한 비용연구를 수행하였다[6]. Subhasish Deb와 Sadhan Gope는 혼잡을 처리하기 위해 ABC 최적화 방법을 통해 최적 Dispatch를 수행하는 기법을 연구하였다[7].

본 논문에서는 기존의 연구에 추가적으로 풍력발전단지의 계통병입을 고려하여 계통에 발생한 혼잡을 효과적으로 처리하는 방법을 연구하였다. 풍력발전단지가 연계된 송전계통에서 상정고장에 의한 열용량 제약 혼잡발생 시 Generator Distribution Factor(GSF)와 Line Outage Distribution Factor(LODF) 민감도 계수를 이용하여 경제적이고 효과적인 발전력 재조정을 수행하는 기법을 연구하였다.

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Hankyong National University, IT Fusion Research Institute, Korea

E-mail : kyuh@hknu.ac.kr

\* Dept. of Electrical Engineering, Hankyong National University, Korea

Received : December 29, 2016; Accepted : January 19, 2017

### 2. 민감도 계수

본 논문에서 사용되는 민감도 계수를 계산하기 위해 필요한

모선 i와 모선 j에 연결된 혼잡이 발생한 선로 k에 흐르는 유효 전력 조류  $P_{ij}$ 는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$P_{ij} = |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - V_i^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (1)$$

$V_i$ 와  $\delta_i$ 는 모선 i의 전압크기와 위상각을 나타내며  $Y_{ij}$ 와  $\theta_{ij}$ 는  $Y_{bus}$  행렬의 ij번째 성분의 크기와 위상을 나타낸다.

### 2.1 Generator Sensitivity Factor(GSF)

계통에 존재하는 발전기들은 혼잡이 발생한 선로의 조류에 따른 다른 GSF를 갖는다. 발전기 g의 발전량 변화에 대한 모선 i와 j를 연결하는 송전선로 k에 흐르는 유효전력 변화는 혼잡이 발생한 선로 k에 대한 발전기 민감도로 나타낼 수 있다. 혼잡이 발생한 송전선로 k에 대한 GSF는 다음과 같이 나타낼 수 있다 [4].

$$GSF_g = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_{G_g}} \quad (2)$$

여기서

$\Delta P_{ij}$ : i모선과 j모선을 연결하는 선로에 유효전력 변화량

$\Delta P_{G_g}$ : 발전기 g의 출력변화(MW)

전력방정식에서 P-V 커플링을 무시하면 식 (2)는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$GSF_g = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} \cdot \frac{\partial \delta_i}{\partial P_{G_g}} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} \cdot \frac{\partial \delta_j}{\partial P_{G_g}} \quad (3)$$

식 (1)과 식 (3)을 이용하여  $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i}$ 와  $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j}$ 는 식 (4), (5)와 같이 나타낼 수 있다.

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} &= -V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \\ &= -\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} \end{aligned} \quad (5)$$

$\frac{\partial \delta_i}{\partial P_{G_g}}$  값과  $\frac{\partial \delta_j}{\partial P_{G_g}}$ 의 값은 Newton-Rhapson법을 이용한 조류계산에 사용되는 Jacobian 역행렬을 통해서 계산할 수 있다.

### 2.2. Line Outage Distribution Factor(LODF)

Line Outage Distribution Factor(LODF)는 민감도 지수 중 하나로서 선로고장 시 탈락된 선로 k에 대하여 선로 l이 받는 영

향으로 정의한다. LODF는 계통의 구성에 따라서 그 값이 정해지며 이를 이용하여 선로 탈락에 대한 조류의 예측이 가능하다 [12]. 다시 말해 LODF(Line Outage Distribution Factor)는 선로탈락에 대한 조류 재분배 후의 다른 선로의 조류 변화 정도를 나타내는 지수이다.

탈락된 선로 k에 대한 선로 l의 LODF는 수는 다음과 같이 나타낼 수 있다[2].

$$d_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_{k0}} \quad (6)$$

여기서,

$d_{l,k}$  = LODF

$\Delta f_l$  = 선로 k 고장 후 선로 l의 유효전력 조류변화량

$f_{k0}$  = 고장 전 선로 k의 유효전력 조류량

정상상태 계통의 LODF는 전력방정식을 이용하여 계통의 구성과 임피던스에 의해 구해진 X행렬을 통해 나타낼 수 있다.

$$d_{l,k} = \frac{x_k (X_{ln} - X_{jm} - X_{im} + X_{jm})}{x_k - (X_{nn} + X_{mm} - 2X_{nm})} \quad (7)$$

여기서

$x_k, x_l$ : 선로 k, l의 리액턴스

$X_{ab}$ : X 행렬의 (a, b) 요소

$i, j$ : 선로 l에 연결된 모선번호

$m, n$ : 선로 k에 연결된 모선번호

선로 k가 고장으로 인해 탈락된 이후 선로 l에서의 유효전력 조류량은 다음과 같이 구할 수 있다.

$$\tilde{f}_l = f_{l0} + d_{l,k} f_{k0} \quad (8)$$

## 3. 문제의 정식화

### 3.1 혼잡처리를 위한 정식화

혼잡을 처리하기 위해서 수행되는 발전량 재조정 시 각 발전기의 최적의 재조정된 발전량 값을 얻기 위해 목적함수 및 제약조건이 필요하다. 혼잡을 처리하는 최적의 재조정된 발전량 값을 얻기 위한 목적함수와 제약조건들은 다음과 같다.

#### 3.1.1 목적함수

목적함수는 계통의 혼잡발생시 혼잡을 제거하기 위해 재조정된 발전력의 최소비용으로 한다[9].

$$\text{Min } C_{cg}(P_{cg}) + C_{wg}(P_{wg}) \quad (9)$$

**화력발전기 비용함수**

$$C_{cg} = \sum_{i=1}^N (a_i + b_i P_{cg,i} + c_i P_{cg,i}^2) \quad (10)$$

여기서

- $N$  : 화력 발전기 수
- $P_{cg}$  : 화력 발전출력[kW]
- $C_{cg}$  : 화력 발전기 발전비용[\$/kWh]
- $a_i, b_i, c_i$  : 발전기의 비용계수 ( $i, \dots, N$ )

**풍력발전기 비용함수**

$$C_{wg} = \sum_{i=1}^M C_{(M/O)i} P_{wg,i} \quad (11)$$

$$P_{wg,i} = \begin{cases} 0 & v < v_{ci} \\ a_i + b_i v + c_i v^2 & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{wgr,i} & v_r \leq v < v_{co} \end{cases} \quad (12)$$

여기서

- $v, v_{ci}, v_{co}, v_r$  : wind, cut-in, cut-out, rated speed[m/sec]
- $P_{wg,i}$  : 풍력 발전기 출력[kW]
- $P_{wgr,i}$  : 풍력 발전기 정격출력[kW]
- $C_{wg}$  : 풍력 발전비용[\$/kW]
- $C_{(M/O)i}$  : 유지 및 운전비용[\$/kW]
- $M$  : 풍력 발전기 수

**3.1.2 제약조건**

최적의 재조정된 발전량 값을 얻기 위해 다음과 같은 제약조건을 만족해야 한다[10].

**전력수급 방정식**

$$\sum_g^N P_{cg} + \sum_g^M P_{wg} = P_{load} + P_{loss} \quad (13)$$

**민감도를 이용한 선로 제약조건**

$$\sum_g^{N+M} ((GSF_g) \Delta P_g) + F_k^0 \leq F_k^{\max} \quad (14)$$

**발전기 출력 제약조건**

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (15)$$

여기서

- $P_{cg}$  : 화력발전기 유효전력 발전량
- $P_{wg}$  : 풍력발전단지 유효전력 발전량
- $P_{load}$  : 계통의 총 부하
- $P_{loss}$  : 계통의 송전 손실
- $F_k^0$  : 선로 k에 흐르는 유효전력의 초기 값[MW]
- $F_k^{\max}$  : 선로 k에 최대 송전 용량[MW]
- $\Delta P_g$  : 혼잡제거를 위해 발전력 재조정을 위한 발전력 변위 값
- $P_g^{\max}$  : 발전력 상한 값
- $P_g^{\min}$  : 발전력 하한 값

**3.2 선형화**

제시된 목적함수와 제약조건을 만족하는 최적화 문제를 해결하기 위한 기법으로는 수렴특성이 좋은 선형계획법을 사용하였다. 선형계획법에 의해 해당 문제를 풀기 위해 필요한 목적함수의 선형화는 다음과 같이 해결하였다. 그림 1은 목적함수에 포함되어 있는 화력발전기의 발전비용 곡선이다.

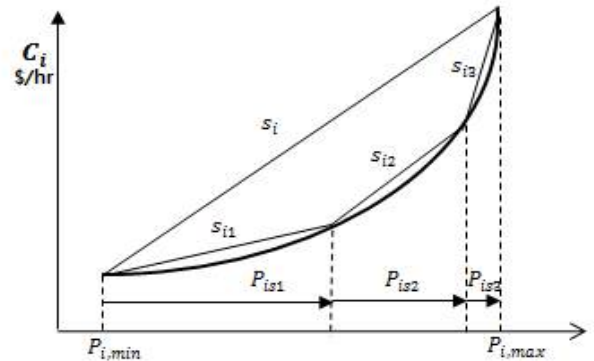


그림 1 화력 발전기 비용함수 그래프

Fig. 1 The Cost function graph of a thermal generator

발전 비용곡선을 3개의 세그먼트로 나누어 선형화 하며 선형화를 하기 위한 각 세그먼트의 기울기는 식 (16)과 같이 나타낼 수 있다[12].

$$s_{ij} = \frac{F_i(P_{i,j+1}) - F_i(P_{i,j})}{P_{i,j+1} - P_{i,j}} \quad (16)$$

여기서,  $P_{i1} - P_{imin} = P_{is1}$

$$P_{i2} - P_{i1} = P_{is2}$$

$$P_{i3} - P_{i2} = P_{is3}$$

라 두면, 각 발전기마다 계산되어지는  $P_{ci}$ 는 식 (17)과 같이 된다.

$$P_{Gi} = P_{imin} + P_{is1} + P_{is2} + P_{is3} \quad (17)$$

$$C_i(P_{Gi}) = C_i(P_{imin}) + s_{i1}P_{is1} + s_{i2}P_{is2} + s_{i3}P_{is3} \quad (18)$$

$N_g$ 개의 발전기가 있다고 가정한다면 목적함수의 화력발전기 부분은 식 (19)와 같이 나타낼 수 있다.

$$F = \sum_{i=1}^{N_g} C_i(P_{Gi}) \quad (19)$$

#### 4. 사례 연구

##### 4.1 IEEE 30 모선계통

검토한 수정된 IEEE 30모선 계통은 6기의 기존의 발전기 와 6번 모선에 추가로 연결된 풍력발전기 1기로 총 7기의 발전기로 구성되어 있고 41개의 선로, 22개의 부하모선으로 구성되어있으며 총 수요는 354.5[MW]이다.

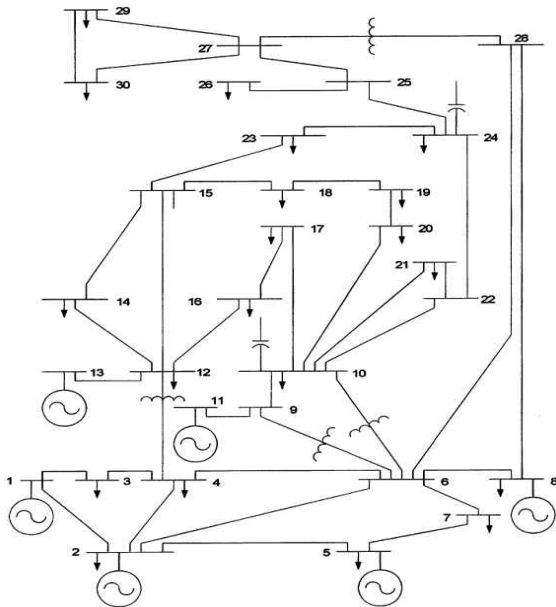


그림 2 수정된 IEEE 30모선계통  
Fig. 2 Revised IEEE-30 Bus test system

해당 계통에서 정상상태 시 부하율이 가장 높은 선로는 86%의 부하율인 2번 모선과 6번 모선을 연결하는 송전선로이다. 2-6 선로를 제외한 2번 모선에 연결된 선로중 하나가 고장 시 혼잡이 발생할 우려가 존재한다. 해당 선로는 2번, 4번 모선을 연결하는 송전선로가 고장 시 약 113%의 과부하가 발생하였다. <표 1>에는 송전선로 1회선 상정고장 전, 후의 2-6 선로의 부하율을 나타내었다.

표 1 30모선 계통에서 혼잡이 발생한 선로 정보

Table 1 Congested line data of IEEE 30-bus system

혼잡이 발생한 선로	고장 전 선로 부하율	고장 후 선로 부하율
2-6	86%	113%

본 연구에서는 화력발전소만을 이용한 발전력 재조정을 통한 혼잡처리 결과와 화력발전소와 풍력발전소를 이용한 발전력 재조정을 통한 혼잡처리 결과를 비교하였다.

CASE 1: 화력발전소 발전력 재조정

CASE 2: 화력발전소와 풍력발전단지 발전력 재조정

수정된 30모선 계통에서 고장선로 2-4 선로에 대한 각 선로의 LODF를 표 2에 나타내었다. 고장이 발생한 2-4 선로에 대해 혼잡이 일어난 2-6 선로는 0.357로 다른 선로에 비해 큰 민감도를 가지고 있다. 이는 수정된 14모선 계통과 마찬가지로 2-4 선로가 고장 제거된 경우 2-4에 흐르던 많은 양의 유효전력 조류가 2-6번 선로에 흐르게 되어 혼잡이 발생하는 것을 알 수 있다.

표 2 고장이 발생한 2-4선로에 대한 LODF 값

Table 2 LODFs to faulted line 2-4 in 30 buses system

선로 FROM	선로 TO	LODF	선로 FROM	선로 TO	LODF
1	2	-0.1394	12	13	0.0000
1	3	0.2468	12	14	-0.0144
2	5	0.1482	12	15	-0.0230
<b>2</b>	<b>6</b>	<b>0.3571</b>	12	16	-0.1119
3	4	0.2570	14	15	-0.0574
4	6	-0.5647	15	18	-0.0749
4	12	-0.0304	15	23	-0.0287
5	7	2.0321	16	17	-3.7161
6	7	-0.3374	18	19	0.5754
6	8	0.0034	19	20	0.0283
6	9	0.0309	21	22	0.0157
6	10	0.0215	22	24	0.0074
6	28	0.0091	23	24	0.2325
8	28	0.0137	24	25	0.0596
9	10	0.0134	25	26	0.0000
9	11	0.0000	25	27	0.0261
10	17	0.0585	27	28	0.0097
10	20	0.0228	27	29	0.0000
10	21	0.0034	27	30	0.0000
10	22	0.0042	29	30	0.0000

혼잡을 처리하기 위한 발전력 재조정을 수행할 발전기를 선택하기 위한 혼잡이 발생한 선로에 대한 각 발전기 GSF를 표 3에 나타내었고 고장된 선로에 대한 각 발전기의 GSF를 표 4에 나타내었다.

고장 선로인 2-4 선로에 대한 각 발전기의 GSF값을 보면 13

번 모선과 11번 모선의 발전기 민감도가 가장 작은 음수 값을 가지고 있는 것을 알 수 있다. 고장 후 13번 모선과 11번 모선의 발전력을 감소하면 혼잡이 발생한 선로에 고장선로 제거로 인한 추가적으로 흐르는 유효전력 값이 줄어들 것이다. 혼잡이 발생한 선로에 대한 각 발전기의 민감도를 보면 작은 음수 값을 가지고 있는 6번 모선과 8번 모선의 유효전력을 증가시키면 혼잡을 완화시키는 가장 큰 효과를 얻을 수 있다는 것을 알 수 있다.

**표 3** 30모선 계통에서 2-6 혼잡선로에 대한 각 발전소 GSF  
**Table 3** GSFs to congested line 2-6 in 30 buses system

모선번호	발전소 종류	GSF 값
1	화력	0
2	화력	0.0602
5	화력	-0.1229
6	풍력	-0.3242
8	화력	-0.3255
11	화력	-0.3082
13	화력	-0.2576

**표 4** 30모선 계통에서 2-4 고장선로에 대한 각 발전소 GSF  
**Table 4** GSFs to faulted line 2-4 in 30 buses system

모선번호	발전소 종류	GSF 값
1	화력	0
2	화력	0.0813
5	화력	-0.0538
6	풍력	-0.2045
8	화력	-0.2056
11	화력	-0.2197
13	화력	-0.2600

수정된 30모선 계통에 발생한 혼잡을 완화하기 위해 제시된 목적함수와 제약조건을 이용하여 선형계획법을 이용한 최적화를 통해 Case 1과 Case 2에 따라 발전력을 재조정된 결과를 표 5에 나타내었다. Case 1에서는 발전력 재조정량을 최소로 줄이기 위하여 고장이 발생한 2-5 선로와 고장으로 인하여 혼잡이 발생한 2-4 선로에 대한 GSF가 큰 8번 모선과 11번 모선에 연결된 화력발전기의 유효전력 발전량을 재조정 하였고 Case2에서는 8번과 11번 모선에 연결된 화력발전기와 함께 6번 모선에 연결된 풍력발전단지의 유효전력 발전량도 재조정 하였다. 8번 모선과 11번 모선의 GSF가 음수이므로 Case 1과 Case 2 두 경우 모두 혼잡을 완화하기 위해서 해당모선의 발전량이 증가한 것을 알 수 있다. 8번 모선에 연결된 발전기의 발전비용이 저렴하고 혼잡처리에 더 영향력이 있기 때문에 8번 모선의 화력발전기의 유효전력 발전력이 11번 모선의 발전기보다 더 증가한 것을 알 수 있다. Case 2에는 6번 모선의 GSF 값에 의하여 추가적으로 풍력발전소의 유효전력 발전량을 증가시키고 11번 모선의 유효발전력이 변화하지 않은 것을 알 수 있다. 유효 발전력 재조정 전 발전비용은 \$1209.91였다. 고장 후 혼잡을 처리하기 위하여 2가지의 발전력 재조정 방법 수행 시 모두 비용이 증가하였다. 풍력 발전단

지의 유효전력 재조정을 포함한 Case 2의 경우 혼잡 처리비용이 \$14.51로 포함하지 않은 Case 1의 \$57.08보다 적은 것을 알 수 있으며 화력 발전소 및 풍력단지에서 함께 발전력 재조정을 수행하였을 때 경제적인 결과를 얻을 수 있었다.

**표 5** 30모선 계통에서 발전력재조정 결과  
**Table 5** Generator rescheduling result in IEEE 30 buses

모선번호	Base case [P,MW]	Case 1 [ $\Delta$ P,MW]	Case 2 [ $\Delta$ P,MW]
1	166.72	-22.74	-21.7252
2	60	0	0
5	50	0	0
6	19	0	11
8	20	15	8.97
11	30	5.9	0
13	20	0	0
COST [\$]	1209.91	1266.99	1224.42
혼잡처리비용[\$]	-	57.08	14.51

표 6에는 수정된 IEEE 30모선 계통에서 2-4 선로의 고장이후 발전력 재조정 전, 후에 혼잡이 발생한 2-6 선로의 부하율과 총 송전 손실을 나타내었다. 재조정 전 혼잡이 발생한 2-4 선로에 113%의 부하율에서 두 케이스의 발전력 재조정을 통한 혼잡처리 후 선로의 부하율은 두 케이스 모두 99%로 선로의 혼잡이 제거된 것을 알 수 있다. 또한 혼잡이 완화되고 더불어 총 송전손실이 11.2MW에서 각각 9.4MW, 9.3MW로 감소하였다.

**표 6** 발전력 재조정 전, 후 선로 정보 및 총 송전 손실  
**Table 6** System parameters before and after rescheduling

	2-6 선로의 부하율	송전 손실[MW]
발전력 재조정 전	113%	11.2
발전력 재조정 후 [Case 1]	99%	9.4
발전력 재조정 후 [Case 2]	99%	9.3

#### 4. 결 론

본 논문에서는 풍력 발전단지가 연계된 송전계통에서 효과적인 발전력 재조정 방법을 연구하였다. 1회선 선로고장으로 인해 혼잡이 발생한 선로에 대해 각 발전소의 GSF를 계산하고 고장선로에 대한 각 선로들의 LODF를 계산하여 총 발전력 재조정량을 줄이면서 혼잡을 완화할 수 있는 발전소를 선정하여 효과적인 유효전력 발전량을 재조정함으로써 선로의 혼잡 제거 및 총 송전 손실이 감소되었다. 화력발전소만을 이용한 발전량 재조정 방법과 화력발전소와 풍력단지의 발전량을 재조정하는 두 가지의 방법을 비교한 결과 화력발전소와 풍력발전단지가 함께 유효전력

발전량을 재조정할 경우에서 더 경제적인 혼잡처리 결과를 얻을 수 있었다.

향후 연구에서는 전압 및 무효전력을 포함한 효과적인 계통 혼잡관리방법과 발전기 탈락에 따른 혼잡처리에 대한 연구를 진행할 계획이며 열용량에 의한 혼잡 외에 전압 및 과도안정도에 의한 혼잡처리 방안을 연구할 예정이다.

### References

- [1] Murphy, Colleen, and Andrew Keane. "Optimisation of wind farm reactive power for congestion management." PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble. IEEE, 2013.
- [2] A. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 76, pp. 153-164, 2005.
- [3] Hazra and Sinha, "Congestion Management Using Multiobjective Particle Swarm Optimization." *IEEE transactions on power systems.* 22(4), 1726-34, 2007.
- [4] Dutta and Singh, "Optimal Rescheduling of Generators for Congestion Management Based on Particle Swarm Optimization." *IEEE transactions on power systems.* 23(4), 1560-69, 2008.
- [5] Venkaiah, Ch., and Vinodkumar, D.M, "Fuzzy adaptive bacterial foraging congestion management using sensitivity based optimal active power rescheduling of generators." *Applied Soft Computing*, 11, 4921-4930, 2011.
- [6] Singh, K., Padhy, N.P., and Sharma, J, "Congestion management considering hydro-thermal combined operation in a pool based electricity market." *Electrical Power and Energy Systems*, 33, 1513-1519, 2011.
- [7] A. Kumar, S. C. Srivastava, and S. N. Singh, "A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 554-562, Feb. 2004.
- [8] Kyu-Ho Kim, et al. "An efficient operation of a micro grid using heuristic optimization techniques: Harmony search algorithm, PSO, and GA." *IEEE PES General Meeting*, 2012.
- [9] Kyung-bin Song, Kyu-Hyung Lim, Young-Sik Baek, "A Case Study of the Congestion Management for the Power System of the Korea Electric Power Cooperation", *KIEE*, vol. 50A, no. 12, 2001
- [10] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power generation, operation, and control" *Wiley-Interscience*, 2002

## 저 자 소 개



**최수현 (Soo-Hyun Choi)**

1985년생. 2015년 한경대 전기공학과 졸업.  
2015년~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.



**김규호 (Kyu-Ho Kim)**

1966년생. 1988년 한양대 전기공학과 졸업.  
1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사).  
1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학).  
1996년 안산공과대학 전기과 부교수, 2011년  
9월~2012년 8월 Baylor University Visiting  
Scholar, 2008년 9월~현재 국립한경대학교  
전기공학과 부교수