

<http://dx.doi.org/10.7236/IIBC.2016.16.2.181>

IIBC 2016-2-23

경제급전문제의 통합운영에 관한 경제적 이득 분석

Economic Profit Analysis for Centralized Operation of Economic Load Dispatch Problem

이상운*

Sang-Un Lee*

요약 본 논문은 경제급전 최적화 문제에 개별 발전회사별로 독립적으로 경제급전을 수행하는 방법에 비해 중앙에서 통합하여 경제급전 최적화를 수행하는 경우가 보다 경제적임을 보였다. 이 경우에 적용된 알고리즘으로 밸브지점으로 발전량을 조절하는 균형방법을 수행한 후 발전량을 감소시킬 때의 비용 감소분과 증가시킬 때의 비용 증가분 차이로 발전량을 상호 교환하는 방법으로 최적화를 수행하였다. 10대, 13대와 40대-발전기를 독립적으로 운영하는 경우와 통합된 63대-발전기를 경제급전하는 경우를 비교한 결과 통합운영 방법이 독립적 경제급전에 비해 발전비용을 획기적으로 감소시켜 경제적인 이익을 극대화시킬 수 있음을 보였다.

Abstract This paper demonstrates that centralized economic load dispatch optimization is much more economical than independent optimization carried out by individual power generating companies. The algorithm applied here optimizes by balancing the generation power at the valve-point, then readjusting generation power by comparing incremental operating cost incurred by marginal increase in the generation power and decremental operating cost likewise incurred by marginal decrease in the generation power. Upon comparing 3 individual optimization cases of 10, 13, and 40 generators respectively with centralized optimization of 63 generators, centralized operation for economic load dispatch optimization has proven to maximize economic benefits by markedly reducing operation costs of individual optimization.

Key Words : Dynamic Economic Load Dispatch, Optimization, Valve-point, Independent ELD, Centralized ELD

1. 서론

주어진 시간대의 전력 부하 (수요량 예측치)를 공급할 수 있도록 발전비용이 각각 다른 n 대의 발전기 출력을 각각 어떻게 배분해야 전체 발전비용이 가장 경제적인가를 결정하는 최적화 과정을 경제부하배분(economic load dispatch, ELD) 또는 경제급전(economic dispatch, ED)이라 한다^[1].

경제급전 문제에 대한 대부분의 연구는 특정 단위시간에 대해 수행되었으며 이를 정적경제급전(static ED, SED)이라 한다^[1]. 왜냐하면 단위시간에 대한 경제급전 최적화도 최적 해를 얻기가 매우 난해한 문제이기 때문이다. 정적 경제급전 문제의 알고리즘을 개발하면 실제적으로 적용되는 24시간 범위에 대해 시간대별 경제급전 문제로 확대시킬 수 있으며, 이를 동적 경제급전(dynamic ED, DED)이라 한다^[2].

*정회원, 강릉원주대학교 과학기술대학 멀티미디어공학과
접수일자 : 2015년 10월 5일, 수정완료 : 2016년 3월 7일
게재확정일자 : 2016년 4월 8일

Received: 5 October, 2015 / Revised: 7 March, 2016 /
Accepted: 8 April, 2016

*Corresponding Author: sulee@gwnu.ac.kr
Dept. of Multimedia Eng., Gangneung-Wonju National University,
Korea

n 개의 발전기가 전력을 공급하기 위해서는 각기 다른 발전량 $P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$ 로 가동되어야 하며, 발전비용 함수는 실제로는 밸브 효과 (valve-effect)로 인해 $a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i + |e_i \times \sin(f_i \times (P_i^{\min} - P_i))|$ 형태를 나타내나 현실적으로는 밸브효과가 없는 $F(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i$ 함수를 적용한다^[2]. 이는 함수의 기울기를 적용한 라그랑주 완화법(Lagrangian relaxation)으로 해를 구할 수 있기 때문이다^[3]. 즉, 각기 다른 발전비용을 가진 n 개의 발전기를 가동하여 요구량 P_d 를 만족시키기 위해 각 발전기의 발전량 P_i 를 얼마로 조절하였을 때 총 발전비용 $\Sigma F(P_i)$ 를 최소화시켜 가장 경제적으로 발전할 수 있는가의 최적화 문제가 경제급전이다.

경제급전 최적화와 관련된 기존 알고리즘들은 대부분 수학적 최적화 기법인 라그랑주 완화법, 경사법, 감소된 경사법이나 인공지능 기법인 유전자 알고리즘, 신경망, 퍼지, 군집 알고리즘 등 비결정적이며, 휴리스틱 알고리즘으로 초기치를 랜덤하게 설정하고 수십 회 이상 수행한 결과 최소치를 가진 결과로 결정하여 동일한 해를 검증하기가 사실상 불가능하다. 또한, 다양한 휴리스틱 알고리즘을 적용함에도 불구하고, 획기적으로 해를 개선한 알고리즘을 찾기가 현실적으로 불가능하다.

본 논문에서는 각기 다른 발전회사에서 독립적으로 경제급전을 수행하는 방법과 중앙집중적으로 한 곳에서 전체 발전회사 발전기들을 대상으로 통합 경제급전을 수행하는 경우 발전비용 감소의 경제적 효과가 나타날 수 있는지를 분석하여 본다. 여기에 적용된 알고리즘은 항상 동일한 결과를 간단하게 얻는 결정론적 방법으로 밸브지점 균형-교환 최적화 (valve-point balance and swap optimization, VPBSO) 알고리즘을 제안한다. 2장에서는 독립적 경제급전과 관련된 연구를 고찰해 본다. 3장에서는 VPBSO 알고리즘을 제안한다. 4장에서는 제안된 알고리즘을 적용하여 통합운영이 독립적 운영에 비해 경제적 이득을 얼마나 얻을 수 있는지를 분석하여 본다.

II. 관련연구와 문제점

주어진 시간대에서 수급 균형을 맞추려면 식 (1)과 같이 총 발전량 ΣP_i 는 총 부하량 P_d 과 동일해야 한다.

$$\Sigma P_i = P_d \quad (1)$$

여기서 총 부하량 P_d 로 총 요구량이 되며, 엄밀히 말해 수요 예측량과 공급 예비율의 합이다. 총 부하량을 수요량이라 하자.

경제급전 대상 발전소의 발전기 n 개가 존재하며, 각각의 발전비용이 차이가 발생한다고 가정한다. 이 경우 수요량이 $\Sigma P_i^{\min} \leq P_d \leq \Sigma P_i^{\max}$ 를 충족시키기 위한 경제급전 문제의 목적함수는 경제급전 총 발전비용을 최소화시키는 것으로 식 (2)와 같다.^[1,2]

$$\begin{aligned} \min \Sigma F(P_i) &= \sum_{i=1}^n F(P_i) \\ \text{subject to } \Sigma P_i &= P_d \text{ and } P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \end{aligned} \quad (2)$$

여기서 $F(P_i)$ 는 발전기 i 의 발전비용(\$/MWh)으로 식 (3)을 적용한다. 왜냐하면 발전기를 가동하여 일정 출력에 도달하여 출력이 안정화될 때까지는 전력을 공급하지 않는 무부하 운전을 수행한다. 이 경우의 발전비용 함수는 식 (4)와 같다. 일단 발전기 출력이 안정화 된 이후에 전력을 공급하는 최초 시점이 최소 발전량 P_i^{\min} 이며, 이후 발전 용량을 증가시키기 위해 밸브를 열면 진동 발생으로 인한 밸브효과로 발전비용 $F(P_i)$ 는 식 (3)과 같이 복잡한 함수 형태를 나타낸다.^[1,2] 여기서 P_i 는 발전기 i 의 발전량 (KW)이며, 각 발전기의 출력 범위 제약조건은 $P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$ 이다. 이를 그래프로 표현하면 그림 1과 같다.

$$F(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i + |e_i \times \sin(f_i \times (P_i^{\min} - P_i))| \quad (3)$$

$$F(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (4)$$

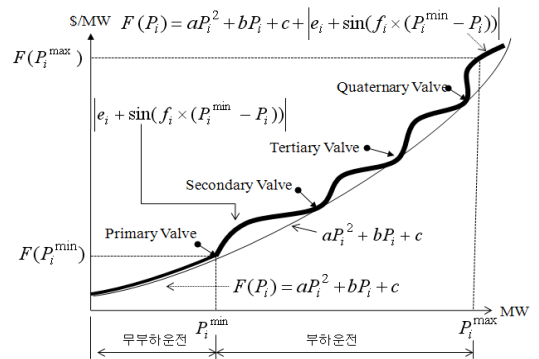


그림 1. 밸브효과에 따른 발전비용 함수

Fig. 1. Power Cost function with Valve-Effect

표 1은 Attaviryanupap et al.^[3]이 제시한 10-발전기의 24시간 동적 경제급전, Coelho와 Mariani^[4]가 제시한 13-발전기와 40-발전기의 특정 시간에 대한 발전비용 함수 예제 데이터이다. 여기서 10-발전기를 A 회사, 13-발전기를 B회사, 40-발전기를 C 회사가 보유하고 있으며, 13-발전기와 40-발전기 회사는 24시간 동안 각각 $P_d = 2,520 MW$ 와 $P_d = 10,500 MW$ 의 동일한 전력을 생산한다고 가정하고, 10-발전기에 대해서만 24시간 동안 각기 다른 용량의 전력을 생산한다고 가정한다.

표 1의 데이터들에 대해 독립적으로 운영한다고 가정할 경우, 각 회사에서 독립적으로 자체 보유 발전기를 최적화를 시킨 기존의 연구 결과는 표 2에 제시하였다.^[25-7] 이와 같이 독립적으로 운영하는 경우에 대한 경제급전 알고리즘으로는 Lee^[8,9]가 있으나 통합운영에 대한 경우는 연구가 되지 않고 있다.

III. 통합운영 최적화 알고리즘

본 장에서는 2장에서 A, B, C 3개 회사가 독립적으로 경제급전을 수행하는 경우에 반하여 전력거래소(KPX)에서 중앙집중형으로 경제급전을 통합 운영하는 경우의 효과를 증명하여 본다. 현재는 표 3과 같이 국내 6개 발전 자회사는 20 ~ 32대씩 발전기를 보유하고 총 153대를 가동하고 있으며, 전력거래소가 제시한 발전계획(일간 및 일간 수요예측)에 의거 개별적 입찰 결과로 발전을 하기 때문이다. 만약, 이를 전력거래소에서 일괄적으로 통합 관리하여 경제급전에 따라 전력량을 배정하는 방식으로 전환시킬 경우 경제적 효과를 고찰하기 위함이다.

제안하는 경제급전 최적화 알고리즘은 균형 단계(balance phase)와 교환 최적화 단계(swap optimization phase)를 그림 2와 같이 수행한다. 첫 번째 단계는 $P_i \leftarrow P_i^{\max}$ 에 대해 $\Sigma P_i = P_d$ 로 균형을 맞추는 과정을 수

표 1. 실험 데이터
 Table 1. Case Study of Data

Fuel Cost Function of 10 Generators							
G_i	P_i^{\min}	P_i^{\max}	a	b	c	f	
1	150	470	0.00043	21.60	958.20	450	0.041
2	135	460	0.00063	21.05	1,313.60	600	0.036
3	73	340	0.00039	20.81	604.97	320	0.028
4	60	300	0.00070	23.90	471.60	260	0.052
5	73	243	0.00079	21.62	480.29	280	0.063
6	57	160	0.00056	17.87	601.75	310	0.048
7	20	130	0.00211	16.51	502.70	300	0.086
8	47	120	0.00480	23.23	639.40	340	0.082
9	20	80	0.10908	19.58	453.60	270	0.098
10	55	55	0.00351	22.54	692.40	380	0.094
Sum	600	2,358					

Load Demand for 24 Hours					
Hour	Load (MW)	Hour	Load (MW)	Hour	Load (MW)
1	1,036	9	1,924	17	1,480
2	1,110	10	2,072	18	1,628
3	1,258	11	2,146	19	1,776
4	1,406	12	2,220	20	2,072
5	1,480	13	2,072	21	1,924
6	1,628	14	1,924	22	1,628
7	1,702	15	1,776	23	1,332
8	1,776	16	1,554	24	1,184

Fuel Cost Function of 13 Generators							
G_i	P_i^{\min}	P_i^{\max}	a	b	c	f	
1	0	680	0.00028	8.10	550	300	0.035
2	0	360	0.00056	8.10	309	200	0.042
3	0	360	0.00056	8.10	307	150	0.042
4	60	180	0.00324	7.74	240	150	0.063
5	60	180	0.00324	7.74	240	150	0.063
6	60	180	0.00324	7.74	240	150	0.063
7	60	180	0.00324	7.74	240	150	0.063
8	60	180	0.00324	7.74	240	150	0.063
9	60	180	0.00324	7.74	240	150	0.063
10	40	120	0.00284	8.60	126	100	0.084
11	40	120	0.00284	8.60	126	100	0.084
12	55	120	0.00284	8.60	126	100	0.084
13	55	120	0.00284	8.60	126	100	0.084
Sum	550	2,960			$P_d = 2,520 MW$		

Fuel Cost Function of 40 Generators							
G_i	P_i^{\min}	P_i^{\max}	a	b	c	f	
1	36	114	0.00690	6.73	94.71	100	0.084
2	36	114	0.00690	6.73	94.71	100	0.084
3	60	120	0.02028	7.07	309.54	100	0.084
4	80	190	0.00942	8.18	369.03	150	0.063
5	47	97	0.01140	5.35	148.89	120	0.077
6	68	140	0.01142	8.05	222.33	100	0.084
7	110	300	0.00357	8.03	287.71	200	0.042
8	135	300	0.00492	6.99	391.98	200	0.042
9	135	300	0.00573	6.60	455.76	200	0.042
10	130	300	0.00605	12.90	722.82	200	0.042
11	94	375	0.00515	12.90	635.20	200	0.042
12	94	375	0.00569	12.80	654.69	200	0.042
13	125	500	0.00421	12.50	913.40	300	0.035
14	125	500	0.00752	8.84	1760.40	300	0.035
15	125	500	0.00708	9.15	1728.30	300	0.035
16	125	500	0.00708	9.15	1728.30	300	0.035
17	220	500	0.00313	7.97	647.85	300	0.035
18	220	500	0.00313	7.95	649.69	300	0.035
19	242	550	0.00313	7.97	647.83	300	0.035
20	242	550	0.00313	7.97	647.81	300	0.035
21	254	550	0.00298	6.63	785.96	300	0.035
22	254	550	0.00298	6.63	785.96	300	0.035
23	254	550	0.00284	6.66	794.53	300	0.035
24	254	550	0.00284	6.66	794.53	300	0.035
25	254	550	0.00277	7.10	801.32	300	0.035
26	254	550	0.00277	7.10	801.32	300	0.035
27	10	150	0.52124	3.33	1055.10	120	0.077
28	10	150	0.52124	3.33	1055.10	120	0.077
29	10	150	0.52124	3.33	1055.10	120	0.077
30	47	97	0.01140	5.35	148.89	120	0.077
31	60	190	0.00160	6.43	222.92	150	0.063
32	60	190	0.00160	6.43	222.92	150	0.063
33	60	190	0.00160	6.43	222.92	150	0.063
34	90	200	0.00010	8.95	107.87	200	0.042
35	90	200	0.00010	8.62	116.58	200	0.042
36	90	200	0.00010	8.62	116.58	200	0.042
37	25	110	0.01610	5.88	307.45	80	0.098
38	25	110	0.01610	5.88	307.45	80	0.098
39	25	110	0.01610	5.88	307.45	80	0.098
40	242	550	0.00313	7.97	647.83	300	0.035
Sum	4,817	12,722			$P_d = 10,500 MW$		

표 2. 시험사례의 최적화 결과

Table 2. Optimization Results for the Test Cases

시간	발전량 (MW)				F(P) 최적값 (\$)				
	10 Gen	13 Gen	40 Gen	계	10 Gen		13 Gen ^[6]	40 Gen ^[7]	계
					EPSO-GM ^[2]	ICA ^[5]			
1	1,036	2,520	10,500	14,056	-	28,238.754	24164.050	121504.702	173,907.506
2	1,110	2,520	10,500	14,130	-	29,828.077	24164.050	121504.702	175,496.829
3	1,238	2,520	10,500	14,278	33,282.826	-	24164.050	121504.702	178,951.578
4	1,406	2,520	10,500	14,426	-	36,296.715	24164.050	121504.702	181,965.467
5	1,480	2,520	10,500	14,500	37,672.973	-	24164.050	121504.702	183,341.725
6	1,628	2,520	10,500	14,648	-	41,387.159	24164.050	121504.702	187,065.911
7	1,702	2,520	10,500	14,722	-	42,844.529	24164.050	121504.702	188,513.281
8	1,776	2,520	10,500	14,796	44,375.058	-	24164.050	121504.702	190,043.810
9	1,924	2,520	10,500	14,944	-	47,885.318	24164.050	121504.702	193,554.070
10	2,072	2,520	10,500	15,092	-	51,887.342	24164.050	121504.702	197,566.094
11	2,146	2,520	10,500	15,166	-	53,788.277	24164.050	121504.702	199,457.029
12	2,220	2,520	10,500	15,240	-	55,605.118	24164.050	121504.702	201,273.870
13	2,072	2,520	10,500	15,092	51,357.359	-	24164.050	121504.702	197,026.111
14	1,924	2,520	10,500	14,944	-	47,818.061	24164.050	121504.702	193,486.813
15	1,776	2,520	10,500	14,796	-	44,649.659	24164.050	121504.702	190,318.411
16	1,554	2,520	10,500	14,574	-	39,816.706	24164.050	121504.702	185,485.458
17	1,480	2,520	10,500	14,500	-	37,983.869	24164.050	121504.702	183,652.621
18	1,628	2,520	10,500	14,648	-	41,294.355	24164.050	121504.702	186,963.107
19	1,776	2,520	10,500	14,796	-	44,374.060	24164.050	121504.702	190,042.812
20	2,072	2,520	10,500	15,092	-	51,862.515	24164.050	121504.702	197,531.267
21	1,924	2,520	10,500	14,944	-	47,915.540	24164.050	121504.702	193,584.292
22	1,628	2,520	10,500	14,648	-	41,280.418	24164.050	121504.702	186,949.170
23	1,332	2,520	10,500	14,352	34,863.138	-	24164.050	121504.702	180,531.890
24	1,184	2,520	10,500	14,204	-	31,462.345	24164.050	121504.702	177,131.097
계				352,588					4,513,820.219

표 3. 발전자회사별 발전기 현황

Table 3. Generating Facilities by Company

발전 회사	수력	석탄 화력	유류 및 가스 화력	내연 및 복합	원자력 및 대체	계
남동발전(KOSEP)	4	12	2	3	3	24
중부발전(KOMIPO)	3	10	6	4	5	28
서부발전(KOWEPO)	3	8	4	3	2	20
남부발전(KOSPO)	2	8	3	5	5	23
동서발전(KOWESPO)	3	12	6	2	3	26
수력원자력(KHNP)	10	0	0	0	22	32
소계	25	50	21	17	40	153
한국전력(KEPCO)	5	15	15	16	9	60
타사	10	0	2	7	10	29
총계	40	65	38	40	59	242

행한다. 여기서 적용된 기법은 다음과 같다.

- (1) 각 발전기 G_i 의 $P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max}$ 에 대해 "1" 간격으로 $[a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i + |e_i \times \sin(f_i \times (P_i^{\min} - P_i))| - (a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i)]$ 를 계산한 값이 최소가 되는 발전량을 밸브 지점으로 결정한다.
- (2) $P_{i1} \leftarrow P_i^{\max}$, $P_{i2} \leftarrow P_{i1k}$ 로 설정한다. 여기서 v_k 는 k 번째 밸브 지점이다. 평균 발전단가 $c_i = \frac{F(P_{i1}) - F(P_{i2})}{P_{i1} - P_{i2}}$ 를 계산한다. $\max c_i$ 인 발전기 i 에 대해 $P_{i1} \leftarrow P_{i2}$, $P_{i2} \leftarrow P_{i v_{k-1}}$ 로 설정한다. 이 과정을 $\Sigma P_i \geq P_d$ 일 때까지 반복 수행한다.
- (3) 위 과정을 수행한 후 만약, $\Sigma P_i - P_d > 0$ 이면

$P_{i2} \leftarrow P_{i1} - 1$ 로 설정하여 $c_i = F(P_i) - F(P_i - 1)$ 을 계산하고, $\max c_i$ 인 발전기 i 에 대해 $P_{i1} \leftarrow P_{i1} - 1$, $P_{i2} \leftarrow P_{i1} - 1$ 로 설정한다. 이 과정을 $\Sigma P_i - P_d = 0$ 일 때까지 수행한다.

- (4) 위의 (2)를 수행한 횟수를 l 이라 하자. 기본적으로 l 을 수행하고 (3)을 수행한 경우, $l-1$ 까지 수행하고, (3)을 수행한 경우, l 을 수행하고 $l+1$ 번째의 $\max c_i$ 에 대해 $P_{i1} \leftarrow P_{i v_{l+1}}$, $P_{i2} \leftarrow P_{i1}$ 로 다음 상위 밸브 지점으로 발전량을 증가시키고 (3)을 수행한 경우 3가지 경우를 수행하여 $\min \Sigma F(P_i)$ 인 경우를 선택한다.

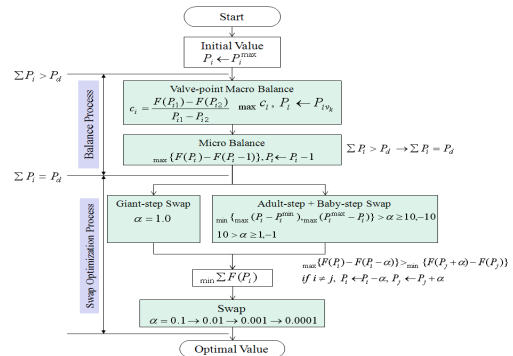


그림 2. 밸브지점 균형과 교환 최적화 알고리즘

Fig. 2. Valve-point Balance and Swap Optimization (VPBSO) Algorithm

두 번째 단계는 $P_i \pm \alpha$ 의 발전비용에 대해 $\max [F(P_i) - F(P_i - \alpha)] > \min [F(P_j + \alpha) - F(P_j)], i \neq j$ 이면 $P_i \leftarrow P_i - \alpha, P_j \leftarrow P_j + \alpha$ 로 발전량을 교환하는 방법으로 해를 개선한다. 이 방법은 다음과 같이 2가지 방법으로 수행한다.

(1) $H \geq \alpha \geq 10$ 의 교환 범위에 대해 -10 간격의 내림차순으로 α 를 적용한 성인걸음 (adult-step)법 교환을 수행한다. 여기서 $H = \min \{ \max (P_i - P_i^{\min}), \max (P_i^{\max} - P_i) \}$ 값에서 “1”자리수를 절사한 값이다. $9 \geq \alpha \geq 1$ 범위에서는 “-1” 간격으로 α 를 적용한 아기걸음 (baby-step)법 교환을 수행한다. 즉, 이 방법은 성인걸음-아기걸음 교환법이다.

(2) $H \geq \alpha \geq 1$ 에 대해 $\alpha = 1$ 을 곧바로 적용한 거인걸음 (giant-step)법 교환을 수행한다. 성인걸음-아기걸음 교환법과 거인걸음 교환법 중에서 $\min \Sigma F(P_i)$ 을 선택한다. 마지막으로 $\alpha = 0.1 \rightarrow 0.01 \rightarrow 0.001 \rightarrow 0.0001$ 에 대해 교환을 수행한다.

IV. 적용 결과 및 분석

각 발전기의 밸브 지점을 구한 결과는 표 4와 같다.

표 4. 10 발전기의 밸브지점
 Table 4. Valve-points for 10 Generators

Gen'	Valve-Point									
	P_i^{\max}	v_8	v_7	v_6	v_5	v_4	v_3	v_2	$v_1 = P_i^{\min}$	
A사	1	470				456	380	303	227	150
	2	460					397	310	222	135
	3	340						297	185	73
	4	300				300	241	181	120	60
	5	243					223	173	123	73
	6	160							122	57
	7	130							93	57
	8	120								85
	9	80								52
	10	55								55
B사	11	680	628	539	449	359	269	180	90	0
	12	360				299	224	150	75	0
	13	360				299	224	150	75	0
	14	180						160	110	60
	15	180							160	110
	16	180							160	110
	17	180							160	110
	18	180							160	110
	19	180							160	110
	20	120							115	77
	21	120							115	77

	22	120								92	55
	23	120								92	55
	24	114							111	73	36
	25	114							111	73	36
	26	120								97	60
	27	190							180	130	80
	28	97								88	47
	29	140								105	68
	30	300							260	185	110
	31	300							285	210	135
	32	300							285	210	135
	33	300							280	205	130
	34	375							318	244	169
	35	375							318	244	169
	36	500					484	394	305	215	125
	37	500					484	394	305	215	125
	38	500					484	394	305	215	125
	39	500					484	394	305	215	125
	40	500						489	400	310	220
	41	500						489	400	310	220
	42	550						511	422	332	242
	43	550						511	422	332	242
	44	550						523	434	344	254
	45	550						523	434	344	254
	46	550						523	434	344	254
	47	550						523	434	344	254
	48	550						523	434	344	254
	49	550						523	434	344	254
	50	150						132	92	51	10
	51	150						132	92	51	10
	52	150						132	92	51	10
	53	97								88	47
	54	190							160	110	60
	55	190							160	110	60
	56	190							160	110	60
	57	200								165	90
	58	200								165	90
	59	200								165	90
	60	110								89	57
	61	110								89	57
	62	110								89	57
	63	550							511	422	332

각 발전기의 출력량이 감소하는 순서는 $\Sigma P_i^{\max} = 18,040$ 에 대해 $G_{50}(150 \rightarrow 132)$ 의 평균 발전단가 $c_i = 156.6269$ 로 가장 먼저 감소된다. 이후 $G_{51}(150 \rightarrow 132) \rightarrow G_{52}(150 \rightarrow 132) \rightarrow G_{50}(132 \rightarrow 92) \rightarrow G_{51}(132 \rightarrow 92) \rightarrow G_{52}(132 \rightarrow 92) \rightarrow G_{50}(92 \rightarrow 51) \rightarrow G_{51}(92 \rightarrow 51) \rightarrow G_{52}(92 \rightarrow 51) \rightarrow G_1(470 \rightarrow 456) \rightarrow G_9(80 \rightarrow 52) \rightarrow G_{50}(51 \rightarrow 10) \rightarrow G_{51}(51 \rightarrow 10) \rightarrow G_{52}(51 \rightarrow 10) \rightarrow G_5(243 \rightarrow 223) \rightarrow G_2(460 \rightarrow 397) \rightarrow G_3(340 \rightarrow 297) \rightarrow \dots$ 순서로 감소된다. 제안된 VPBSO의 교환 방법은 거인걸음법으로 $\alpha = 1$ 에 대해 $P_i \pm \alpha$ 로 수행되었다.

표 5에서는 제안된 통합운영 VPBSO 알고리즘을 10-발전기^[2,5], 13-발전기^[6]와 40-발전기에 독립적으로 수행

표 5. 알고리즘 비교

Table 5. Comparison of Algorithms

시간	발전량 (MW)				독립적 운영 F(P) 최적값 (\$)				통합 운영 [VPBSO]	비용절감액 (\$)
	10 Gen	13 Gen	40 Gen	계	10 Gen ^[25]	13 Gen ^[6]	40 Gen ^[7]	계		
1	1,036	2,520	10,500	14,056	28,238.754	24164.050	121504.702	173,907.506	170,943.695	-2,933.811
2	1,110	2,520	10,500	14,130	29,828.077	24164.050	121504.702	175,496.829	172,003.373	-3,493.456
3	1,258	2,520	10,500	14,278	33,282.826	24164.050	121504.702	178,951.578	174,154.098	-4,797.480
4	1,406	2,520	10,500	14,426	36,296.715	24164.050	121504.702	181,965.467	176,350.881	-5,614.586
5	1,480	2,520	10,500	14,500	37,672.973	24164.050	121504.702	183,341.725	177,461.539	-5,880.186
6	1,628	2,520	10,500	14,648	41,387.159	24164.050	121504.702	187,055.911	179,733.639	-7,322.272
7	1,702	2,520	10,500	14,722	42,844.529	24164.050	121504.702	188,513.281	180,884.687	-7,628.594
8	1,776	2,520	10,500	14,796	44,375.058	24164.050	121504.702	190,043.810	182,023.933	-8,019.877
9	1,924	2,520	10,500	14,944	47,885.318	24164.050	121504.702	193,554.070	184,283.653	-9,270.417
10	2,072	2,520	10,500	15,092	51,887.342	24164.050	121504.702	197,556.094	186,632.789	-10,923.305
11	2,146	2,520	10,500	15,166	53,788.277	24164.050	121504.702	199,457.029	187,799.841	-11,657.188
12	2,220	2,520	10,500	15,240	55,605.118	24164.050	121504.702	201,273.870	188,981.113	-12,292.757
13	2,072	2,520	10,500	15,092	51,357.359	24164.050	121504.702	197,026.111	186,632.789	-10,393.322
14	1,924	2,520	10,500	14,944	47,818.061	24164.050	121504.702	193,486.813	184,283.653	-9,203.160
15	1,776	2,520	10,500	14,796	44,649.669	24164.050	121504.702	190,318.411	182,023.933	-8,294.478
16	1,554	2,520	10,500	14,574	39,816.706	24164.050	121504.702	185,485.458	178,581.301	-6,904.157
17	1,480	2,520	10,500	14,500	37,983.889	24164.050	121504.702	183,652.621	177,461.539	-6,191.082
18	1,628	2,520	10,500	14,648	41,294.355	24164.050	121504.702	186,963.107	179,733.639	-7,229.468
19	1,776	2,520	10,500	14,796	44,374.060	24164.050	121504.702	190,042.812	182,023.933	-8,018.879
20	2,072	2,520	10,500	15,092	51,882.515	24164.050	121504.702	197,531.267	186,632.789	-10,898.478
21	1,924	2,520	10,500	14,944	47,915.540	24164.050	121504.702	193,584.292	184,283.653	-9,300.639
22	1,628	2,520	10,500	14,648	41,280.418	24164.050	121504.702	186,949.170	179,733.639	-7,215.531
23	1,332	2,520	10,500	14,352	34,863.138	24164.050	121504.702	180,531.890	175,247.473	-5,284.417
24	1,184	2,520	10,500	14,204	31,462.345	24164.050	121504.702	177,131.097	173,063.010	-4,068.087
계				352,588				4,513,820.219	4,330,954.592	-182,865.627

시간	발전량(MW)				독립적 운영 F(P) 최적값 (\$)				통합 운영 [VPBSO]	비용절감액 (\$)
	10 Gen	13 Gen	40 Gen	계	10 Gen [VPBSO]	13 Gen [VPBSO]	40 Gen [VPBSO]	계		
1	1,036	2,520	10,500	14,056	28,238.7540	24,173.5679	121,464.9536	173,877.276	170,943.695	-2,933.580
2	1,110	2,520	10,500	14,130	29,777.3620	24,173.5679	121,464.9536	175,415.884	172,003.373	-3,412.511
3	1,258	2,520	10,500	14,278	32,893.8600	24,173.5679	121,464.9536	178,532.382	174,154.098	-4,378.283
4	1,406	2,520	10,500	14,426	36,169.1240	24,173.5679	121,464.9536	181,807.646	176,350.881	-5,456.764
5	1,480	2,520	10,500	14,500	37,672.9730	24,173.5679	121,464.9536	183,311.495	177,461.539	-5,849.955
6	1,628	2,520	10,500	14,648	40,909.5040	24,173.5679	121,464.9536	186,548.026	179,733.639	-6,814.386
7	1,702	2,520	10,500	14,722	42,560.2720	24,173.5679	121,464.9536	188,198.794	180,884.687	-7,314.106
8	1,776	2,520	10,500	14,796	44,266.6570	24,173.5679	121,464.9536	189,905.179	182,023.933	-7,881.245
9	1,924	2,520	10,500	14,944	47,669.4100	24,173.5679	121,464.9536	193,307.932	184,283.653	-9,024.279
10	2,072	2,520	10,500	15,092	51,377.0640	24,173.5679	121,464.9536	197,015.586	186,632.789	-10,382.797
11	2,146	2,520	10,500	15,166	53,235.3320	24,173.5679	121,464.9536	198,873.854	187,799.841	-11,074.013
12	2,220	2,520	10,500	15,240	55,214.1510	24,173.5679	121,464.9536	200,852.673	188,981.113	-11,871.559
13	2,072	2,520	10,500	15,092	51,357.3590	24,173.5679	121,464.9536	196,995.881	186,632.789	-10,363.092
14	1,924	2,520	10,500	14,944	47,669.4100	24,173.5679	121,464.9536	193,307.932	184,283.653	-9,024.279
15	1,776	2,520	10,500	14,796	44,266.6570	24,173.5679	121,464.9536	189,905.179	182,023.933	-7,881.245
16	1,554	2,520	10,500	14,574	39,263.6450	24,173.5679	121,464.9536	184,902.167	178,581.301	-6,320.865
17	1,480	2,520	10,500	14,500	37,813.5990	24,173.5679	121,464.9536	183,452.121	177,461.539	-5,990.582
18	1,628	2,520	10,500	14,648	40,909.5040	24,173.5679	121,464.9536	186,548.026	179,733.639	-6,814.386
19	1,776	2,520	10,500	14,796	44,266.6570	24,173.5679	121,464.9536	189,905.179	182,023.933	-7,881.245
20	2,072	2,520	10,500	15,092	51,377.0640	24,173.5679	121,464.9536	197,015.586	186,632.789	-10,382.797
21	1,924	2,520	10,500	14,944	47,669.4100	24,173.5679	121,464.9536	193,307.932	184,283.653	-9,024.279
22	1,628	2,520	10,500	14,648	40,909.5040	24,173.5679	121,464.9536	186,548.026	179,733.639	-6,814.386
23	1,332	2,520	10,500	14,352	34,580.0710	24,173.5679	121,464.9536	180,218.593	175,247.473	-4,971.120
24	1,184	2,520	10,500	14,204	31,318.4560	24,173.5679	121,464.9536	176,956.978	173,063.010	-3,893.967
계				352,588				4,506,710.315	4,330,954.592	-175,755.723

된 기존의 최적 연구 결과와 비교한 경우와 10-발전기, 13-발전기와 40-발전기에 독립적으로 VPBSO 알고리즘을 적용한 경우를 모두 제시하였다. 먼저, 기존의 휴리스틱 방법들을 독립적으로 적용한 경우에 비해 통합운영

결과 \$182,865.627/Day의 비용을 절감할 수 있었으며, VPBSO로 독립적으로 운영하는 경우에 비해서는 \$175,755.723/Day의 비용을 절감할 수 있었다.

결국, 단순히, 발전회사별로 독립적으로 경제급전을 최적으로 운영하는 방법에 비해 한 나라의 전체 발전기를 중앙집중형으로 통합 운영하는 체제로 변경할 경우 경제적인 이득을 극대화 할 수 있음을 알 수 있다.

V. 결론

본 논문에서는, 단순히 각 발전기를 가능한 밸브지점의 출력량을 유지시킨다는 가정하에 밸브지점 균형을 맞추고 출력량의 증감에 따른 발전비용을 상호 교환하는 단순한 VPBSO 알고리즘을 제안하였다.

제안된 VPBSO 알고리즘을 10-발전기, 13-발전기와 40-발전기를 독립적으로 경제급전을 수행하는 경우와 통합하여 63-발전기의 경제급전을 수행하는 경우 발전비용을 비교분석하였다.

실험 결과, 발전회사별로 독립적으로 경제급전을 수행하는 체제를 중앙집중형으로 통합 경제급전을 수행하는 체제로 단순히 변경하더라도 경제적 이득을 극대화시킬 수 있음을 보였다.

References

- [1] A. A. El-Fergany, "Solution of Economic Load Dispatch Problem with Smooth and Non-Smooth Fuel Cost Functions Including Line Losses Using Genetic Algorithm," *International Journal of Computer and Electrical Engineering*, Vol. 3, No. 5, pp. 706-710, doi: 10.7763/IJCEE.2011. V3.407, May 2011.
- [2] P. Sriyangong, "A Hybrid Particle Swarm Optimization Solution to Ramping Rate Constrained Dynamic Economic Dispatch," *World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Mathematical, Computational, Physical, Electrical and Computer Engineering*, Vol. 2, No. 11, pp. 859-864, 2008.
- [3] P. Attaviriyanupap, H. Kita, E. Tanaka, and J. Hasegawa, "A Hybrid EP and SQP for Dynamic Economic Dispatch with Non-smooth Fuel Cost Function," *IEEE Trans. on Power System*, Vol. 17, No. 2, pp. 411-416, doi:10.1109/MPER.2002.4312139, Apr. 2002.
- [4] L. S. Coelho and V. C. Mariani, "Combining of Chaotic Differential Evolution and Quadratic Programming for Economic Dispatch Optimization with Valve-Point Effect," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, pp. 989-996, doi:10.1109/TPWRS.2006.873410, May 2006.
- [5] A. Rabiei, A. Soroudi, and B. Mohammadi, "Imperialist Competition Algorithm for Solving Non-convex Dynamic Economic Power Dispatch," *Energy*, Vol. 44, No. 1, pp. 228-240, doi:10.1016/j.energy.2012.06.034, Aug. 2012.
- [6] R. Balamurugan and S. Subramanian, "Self-Adaptive Differential Evolution Based Power Economic Dispatch of Generators with Valve-Point Effects and Multiple Fuel Options," *International Journal of Computer Science and Engineering*, Vol. 1, No. 1, pp. 10-17, 2007.
- [7] J. B. Park, W. N. Lee, and J. R. Sin, "An Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch Problems with Non-Smooth Cost Functions," *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, Vol. 1, No. 1, pp. 1-7, doi:10.1109/PES.2006.1709300, 2006.
- [8] S. U. Lee, "Optimization of Economic Load Dispatch Problem Using Linearly Approximated Smooth Fuel Cost Function," *Journal of The Institute of Internet, Broadcasting and Communication*, Vol. 14, No. 3, pp. 191-198, doi:10.7236/JIIBC.2014.14.3, Jun. 2014.
- [9] S. U. Lee, "Balance-Swap Optimization of Economic Load Dispatch Problem using Quadratic Fuel Cost Function," *Journal of The Institute of Internet, Broadcasting and Communication*, Vol. 14, No. 4, pp. 243-250, doi:10.7236/JIIBC.2014.14.4.243, Aug. 2014.

저자 소개

이 상 윤(정회원)



- 1987년 : 한국항공대학교 항공전자공학과(학사)
 - 1997년 : 경상대학교 컴퓨터과학과(석사)
 - 2001년 : 경상대학교 컴퓨터과학과(박사)
 - 2003년 : 강원도립대학 컴퓨터응용과 전임강사
 - 2004년~2007년 2월 : 국립 원주대학 여성교양과 조교수
 - 2007년 3월~ 2015년 3월 : 강릉원주대학교 멀티미디어공학과 부교수
 - 2015년 4월~현재 : 강릉원주대학교 멀티미디어공학과 정교수
- <주관심분야 : 소프트웨어 프로젝트 관리, 개발 방법론, 분석과 설계 방법론, 시험 및 품질보증, 소프트웨어 신뢰성, 그래프 알고리즘>
- E-Mail : sulee@gwnu.ac.kr