

# 분산처리 최적조류계산 기반 연계계통 급전계획 알고리즘 개발

論 文

56-10-4

## A New Dispatch Scheduling Algorithm Applicable to Interconnected Regional Systems with Distributed Inter-temporal Optimal Power Flow

鄭 求 亨\* · 姜 東 周\*\* · 金 發 鎬†

(Chung, Koohyung · Kang, Dongjoo · Kim, Balho)

**Abstract** - This paper proposes a new dispatch scheduling algorithm in interconnected regional system operations. The dispatch scheduling formulated as mixed integer non-linear programming (MINLP) problem can efficiently be computed by generalized Benders decomposition (GBD) algorithm. GBD guarantees adequate computation speed and solution convergency since it decomposes a primal problem into a master problem and subproblems for simplicity. In addition, the inter-temporal optimal power flow (OPF) subproblem of the dispatch scheduling problem is comprised of various variables and constraints considering time-continuity and it makes the inter-temporal OPF complex due to increased dimensions of the optimization problem. In this paper, regional decomposition technique based on auxiliary problem principle (APP) algorithm is introduced to obtain efficient inter-temporal OPF solution through the parallel implementation. In addition, it can find the most economic dispatch schedule incorporating power transaction without private information open. Therefore, it can be expanded as an efficient dispatch scheduling model for interconnected system operation.

**Key Words** : Dispatch scheduling algorithm, unit commitment, inter-temporal optimal power flow, regional decomposition

### 1. 서 론

급전계획(Dispatch Scheduling)은 계통수요를 만족함과 동시에 최적의 경제성을 확보하기 위해 발전기 출력을 배분하는 것으로서, 효율적인 전력계통 운영과 관련된 중요한 문제 가운데 하나이다. 전통적인 급전계획 문제는 크게 발전기의 투입 여부를 결정하는 기동정지계획(Unit Commitment, UC)과 특정 시간대에 계통투입이 결정된 발전기 간 경제적 발전량을 산정하는 경제급전(Economic Dispatch, ED)에 의해 수행되었다[1]. 이러한 전통적인 급전계획 문제를 계산하기 위해서는 계통 내 모든 정보가 공개되어야 하는 것이 필수적이다. 그러나 각 전력회사가 지역별로 자신의 계통을 독자적으로 운영하며 상호 경쟁하는 환경 하에서는 이러한 정보공개가 곧 전력회사 고유의 사업정보의 노출을 의미하기 때문에, 각 전력회사는 이를 거부하거나 공개되는 정보를 왜곡할 유인이 존재한다. 그 결과, 다른 지역과의 전력거래를 포함한 경제적이고 효율적인 계통운영 및 연계가 어려워질 수 있다[2].

또한 이러한 계통연계 시에는 발전 및 송전계통 변수들 간에 존재하는 복잡한 상호작용으로 인해 각 전력회사의 이익이 크게 달라질 수 있는 가능성이 존재하기 때문에, 급전계획 시 이에 대한 보다 정확한 정보를 제공해야만 한다. 따

라서 연계계통에서의 급전계획을 수립하기 위해서는 기동정지계획(UC)과 최적조류계산(Optimal Power Flow, OPF)의 통합 모형을 이용하는 것이 보다 적합한 것으로 판단된다 [3]. 이는 최적조류계산(OPF) 문제를 통해 상세하게 모형화된 송전계통을 고려하여 매 시간마다의 최적의 계통운전 상태를 도출할 수 있기 때문이다.

그 결과, 연계계통에서의 급전계획 문제는 수학적으로 급전대상 기간 동안 각 발전기의 기동/정지 여부를 나타내는 이진변수(binary variables)뿐만 아니라 발전출력 및 다양한 계통상태에 대한 연속변수(continuous variables)를 포함하는 대규모 비선형 정수계획(Mixed Integer Nonlinear Programming, MINLP) 문제로 정식화된다. 그러나 이를 일괄적으로 계산하는 것은 계산속도 측면에서의 비현실성과 함께 해의 수렴성 및 신뢰성 측면에서의 문제를 발생시킬 가능성이 존재한다.

이러한 MINLP 문제를 해결하기 위한 방법으로 가장 일반적인 것이 Generalized Benders Decomposition(GBD) 기법이다[4-8]. GBD 기법은 이진변수와 연속변수가 연결된 결합 제약조건(coupling constraints)을 제거하여 원문제를 이진변수에 대한 주문제(master problem)와 주어진 이진변수 값을 바탕으로 연속변수값을 결정하는 부분제(subproblem)로 분리한다. 따라서 GBD 기법은 복잡한 MINLP 문제의 계산을 보다 직관적이고 효율적으로 수행할 수 있도록 한다.

최근 이러한 GBD 기법을 바탕으로 참고문헌 [3]에서 제시한 구조를 이용한 급전계획 알고리즘 개발에 관한 연구가 진행되고 있다[9-15]. 그러나 이전 연구들은 주로 다양한 제약조건을 반영하여 보다 정확한 해를 도출하는 것에 초점을 맞추고 있을 뿐이며, 급전계획의 수립은 모든 전력회사의 정

\* 正 會 員 : 弘益大學校 産學協力團 博士後研究員 · 工博

\*\* 正 會 員 : 韓國電氣研究院 研究員

† 교신저자, 正會員 : 弘益大學校 電氣情報制御工學科 副教授 · 工博

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

接受日字 : 2007年 5月 8日

最終完了 : 2007年 7月 17日

보가 공개된 상태에서 계통운영자가 단독으로 수행하는 것을 전제로 하고 있다. 일부 연구[9-10,15-19]에서는 기동정지계획(UC)과 관련된 급전계획 주문제의 계산을 Lagrangian Relaxation 기법을 바탕으로 발전기별로 분리하여 수행하고 있지만, 이는 단지 급전계획 문제의 계산효율을 향상시키는 것에 지나지 않는다. 그러나 실제 계통연계를 통해 경쟁하는 각 전력회사는 자신의 비용정보를 공개하지 않기 때문에 이에 대한 조건 또한 반영해야 한다.

따라서 본 논문에서는 GBD 기법을 이용하여 MINLP 문제로 정식화되는 급전계획 문제를 보다 효율적으로 계산함과 동시에 이전 연구[20-22]에서 제안된 지역분할 기반 분산처리 최적조류계산 알고리즘을 통해 이를 전력회사들이 계통연계를 통해 경쟁하는 환경에 적합한 형태로 개선하고자 한다.

### 2. 급전계획 문제의 정식화

급전계획 문제는 급전대상 기간 동안 전체 계통의 운전비용을 최소화하는 최적화 문제로 정식화되며, 매 시간대별로 예측된 전력수요에 대해 계통운전 시 요구되는 다양한 제약 조건들을 반영한 각 발전기의 최적 발전출력을 도출한다.

급전계획 문제의 목적함수는 모든 발전기의 연료비용과 기동비용의 합으로 정의된다. 이 때, 발전기의 기동비용은 발전기 정지시간의 함수로 주어진다.

$$\text{minimize } TC = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M [y_m(t)FC_m(p_m(t)) + SC_m(t)] \quad (1)$$

이 때, 임의의 시간  $t$ 에서 발전량  $p_m(t)$ 에 대한 연료비용은 일반적으로  $n$ 차로 근사화된 발전비용함수에 의해 해당 발전기의 연료비용을 계산한다. 본 논문에서는 다음과 같은 2차 발전비용함수를 이용한다.

$$FC_m(p_m(t)) = a_m + b_m p_m(t) + c_m p_m^2(t) \quad (2)$$

한편, 발전기의 기동비용은 발전기 정지시간의 함수로 주어진다. 본 논문에서는 다음과 같이 정의되는 기동비용함수를 이용한다.

$$SC_m(t) = \alpha_m + \beta_m (1 - e^{-X_m^{off}(t)/\tau_m}) \quad (3)$$

이러한 급전계획 문제는 다양한 정적/동적 제약조건을 고려한다. 우선 수급균형제약은 매 시간별 각 모선에 대한 전력조류방정식으로 정의된다. 보다 상세한 결과를 도출하기 위해 AC 전력조류계산 모형을 이용할 수 있지만, 이와 같은 경우 매우 많은 제어변수로 인해 급전계획 문제의 계산이 상당히 복잡해진다. 또한, 급전계획 문제는 주로 실제 계통 운전 이전에 일정 기간 동안의 유효전력 출력배분에 대한 선행계획(pre-dispatch schedule)을 수립하는 것을 목적으로 하기 때문에, 무효전력 제어와 관련된 정확한 결과를 반영하는 것은 큰 의미를 갖지 않는다[2]. 따라서 본 논문에서는 계산을 보다 신속하게 수행하기 위해 다음과 같이 DC 전력

조류계산 모형을 이용한다[1].

$$\sum_{m \in \Omega_i} p_m(t) - D_i(t) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij}(\delta_i(t) - \delta_j(t)) = 0, \quad \text{for } \forall i \in N, \forall t \in T \quad (4)$$

각 급전시간에서의 순동예비력 요구량에 대한 제약은 다음과 같다. 이는 약간의 변형을 통해 보다 정밀하게 정식화될 수 있다.

$$\sum_{m=1}^M y_m(t)P_m^{\max} \geq \sum_{i=1}^N D_i(t) + RS(t), \quad \text{for } \forall t \in T \quad (5)$$

각 발전기는 해당 급전시간에서의 기동/정지 여부에 따라 다음과 같이 발전출력의 상/하한이 결정된다.

$$y_m(t)P_m^{\min} \leq p_m(t) \leq y_m(t)P_m^{\max}, \quad \text{for } \forall m \in M, \forall t \in T \quad (6)$$

각 선로의 송전용량제약은 다음과 같이 표현된다.

$$-L_{ij} \leq B_{ij}(\delta_i(t) - \delta_j(t)) \leq L_{ij}, \quad \text{for } \forall i, j \in N, i \neq j, \text{ and } \forall t \in T \quad (7)$$

또한, 급전계획 문제는 급전기간 동안의 발전기 운전과 관련된 동적 제약조건을 고려해야 한다. 이와 관련된 발전기 최소 기동/정지시간 제약은 다음과 같이 정식화된다.

$$(X_m^{on}(t-1) - MUT_m)(y_m(t-1) - y_m(t)) \geq 0, \quad (8)$$

$$(X_m^{off}(t-1) - MDT_m)(y_m(t) - y_m(t-1)) \geq 0, \quad \text{for } \forall m \in M, \forall t \in T \quad (9)$$

발전기의 증/감발율은 다음과 같이 급전시간  $t$ 와  $t-1$  간의 발전출력을 제한한다.

$$p_m(t) - p_m(t-1) \leq RUR_m, \quad (10)$$

$$p_m(t-1) - p_m(t) \leq RDR_m, \quad \text{for } \forall m \in M, \forall t \in T \quad (11)$$

### 3. Benders 분해 기법의 적용

위에서 보여주고 있는 바와 같이, 급전계획 문제는 결과적으로 발전기의 기동/정지 상태와 관련된 이진변수와 최적 계통운전 상태와 관련된 연속변수를 포함하는 대규모 비선형 정수계획(MINLP) 문제로 정식화된다. 이러한 MINLP 문제는 이진변수와 연속변수를 동시에 결정해야 하기 때문에, 계산이 매우 복잡하고 해의 수렴성 또한 보장하기 어렵다. 이를 해결하기 위한 효율적인 방법 가운데 하나가 Generalized Benders decomposition(GBD) 기법이다. GBD 기법은 이진변수와 연속변수가 연결된 결합 제약조건(coupling constraints)을 제거하여, 원문제를 이진변수에 대한 주문제(master problem)와 연속변수에 대한 부문제(subproblem)로 분리한다. 이 때, 결합 제약조건을 제거하는 대신 해당 결합 제약조건에 대한 Benders cut을 주문제에

추가한다. 주문제는 이러한 Benders cut을 포함하여 이진변수값을 결정하여 이를 부문제에 전송하며, 부문제는 주어진 이진변수값의 수정여부를 검토하며 이를 바탕으로 Benders cut을 생성하여 주문제로 전송한다. 이러한 반복연산 과정은 해가 수렴될 때까지 반복된다.

따라서 GBD 기법을 급전계획 문제에 적용하면, 원문제는 다음과 같이 각 발전기의 운전, 기동 및 정지 계획을 결정하는 기동정지계획(UC) 주문제와 해당 급전기간 동안 주어진 발전기 기동/정지상태 하에서의 다기간 최적조류계산(inter-temporal OPF) 부문제로 분리될 수 있다.

### 3.1 주문제의 정식화

급전계획 주문제는 다음과 같은 발전기 기동정지계획(UC) 문제로 정식화 할 수 있다.

$$\text{minimize } Z^k + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M SC_m^k(t) \quad (12)$$

subject to

$$Z^k \geq \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M y_m^k(t) FC_m(p_m^k) + \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M \zeta_m^k(t) [y_m^k(t) - y_m^k(t)], \quad \text{for } \forall k \in K \quad (13)$$

$$\sum_{m=1}^M y_m(t) P_m^{\max} \geq \sum_{i=1}^N D_i(t) + RS(t), \quad \text{for } \forall t \in T \quad (14)$$

$$\sum_{m=1}^M y_m(t) P_m^{\min} \leq \sum_{i=1}^N D_i(t), \quad \text{for } \forall t \in T \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{m \in Y_1^k} y_m(t) - \sum_{t=1}^T \sum_{m \in Y_0^k} y_m(t) \leq |Y_1^k| - 1, \quad \text{for } \forall k \in K \quad (16)$$

$$(X_m^{\text{on}}(t-1) - MUT_m)(y_m(t-1) - y_m(t)) \geq 0, \quad (17)$$

$$(X_m^{\text{off}}(t-1) - MDT_m)(y_m(t) - y_m(t-1)) \geq 0, \quad \text{for } \forall m \in M, \forall t \in T \quad (18)$$

식 (13)은 Benders cut을 의미하며, 이는 다기간 최적조류계산 부문제에서 계산된 총 운전비용보다 낮은 값을 도출할 수 있도록 주문제의 해 공간(solution space)을 축소시킨다. 이 때, 발전기의 상태 변화(기동 또는 정지)가 계통 운전비용에 어느 정도의 영향을 미치는가에 대한 평가가 반영되어야 한다. 일반적으로 Benders cut은 결합 제약조건과 관련된 쌍대(dual) 변수값을 이용하여 해를 개선하기 위한 관련 정보를 제공하지만, 급전계획 문제에서 이진변수에 대한 쌍대 변수값을 그대로 적용하면 이는 단지 해당 발전기의 상태 변화가 전체 계통 운전비용에 미치는 영향만을 반영할 뿐 송전망에 대한 물리적 제약에 대한 영향은 반영할 수 없게 된다. 따라서 본 논문에서는 다음과 같이 각 발전기의 연료비용에서 해당 발전기의 출력과 모선중분비용의 곱을 뺀 값을 기동/정지 여부를 결정하기 위한 지수로 이용함으로써 송전망 제약을 반영하고자 한다. 이는 송전전력의 제한으로 인해 발생하는 모선중분비용의 차이가 각 발전기의 기동/정지상태의 결정에 서로 다른 기준을 제공하기 때문에, 간접적으로 송전망 제약에 대한 영향을 반영할 수 있도록 한다.

$$\zeta_m^k(t) = \begin{cases} FC_m(p_m^k(t)) - \rho_i^k(t) p_m^k(t) & \text{if } y_m^k(t) = 1 \\ FC_m(P_m^{\min}) - \rho_i^k(t) P_m^{\min} & \text{if } y_m^k(t) = 0 \end{cases} \quad \text{for } m \in \Omega_i \quad (19)$$

이전 반복연산 단계의 시간  $t$ 에서 기동중인 발전기  $m$ 이 정지된다면, 해당 발전기의 발전량은 계통 내 다른 발전기들에 배분된다. 이로 인한 운전비용의 증가는  $\rho_i^k(t) p_m^k(t)$  항에 의해 표현된다. 발전비용과 이에 대한 차이는 계통 운전비용의 감소 또는 증가에 대한 근사값이 된다. 한편, 이전 반복연산 단계의 시간  $t$ 에서 정지되어 있는 발전기에 대해서는 정확한 발전량에 대한 평가가 어렵기 때문에 해당 발전기의 최소출력에 대한  $\zeta_m^k(t)$ 를 계산한다. 결과적으로, 각 발전기의 기동 또는 정지 상태와 상관없이  $\zeta_m^k(t)$ 의 값은 해를 개선하기 위한 해당 발전기의 운전상태 변화 여부를 결정한다. 즉,  $\zeta_m^k(t)$ 이 양의 값을 가질 경우 해당 발전기를 정지시키는 것이 보다 경제적이며, 만약 음의 값을 가질 경우에는 기동시키는 것이 경제적인 계통운전을 가능하게 한다. 이러한 지수  $\zeta_m^k(t)$ 는 다기간 최적조류계산 부문제의 해를 바탕으로 도출된다.

만약 시간  $t$ 에서 기동되는 발전기의 최소출력의 합이 해당 시간에서의 부하수요 클 경우에는 정상적인 계통운전이 불가능하게 된다. 식 (14)와 (15)은 주문제의 해가 계통운전을 가능하도록 하기 위한 feasibility cut을 의미한다. 식 (16)의 제약조건은 integer cut이라 하며, 이전 반복연산에서 도출되었던 이진변수값의 조합이 또 다시 반복되어 계산되는 것을 방지한다.

### 3.2 부문제의 정식화

급전계획 부문제는 주문제에서 결정된 발전기 기동/정지상태에 대해 송전계통을 고려하여 해당 급전기간 동안의 최적 계통운전 상태를 도출하는 것을 목적으로 한다. 따라서 급전계획 부문제는 다기간 최적조류계산(inter-temporal OPF) 문제로 정의된다. 이러한 다기간 최적조류계산 부문제의 해는 주문제에서 결정된 발전기 기동/정지상태가 적합한지 여부에 대한 한계적인 정보를 제공한다.  $k$ 번째 반복연산 단계에서의 다기간 최적조류계산 부문제는 다음과 같이 정식화된다.

$$\text{minimize } TC^k = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M [y_m^{k-1}(t) FC_m(p_m(t)) + SC_m^{k-1}(t)] \quad (20)$$

subject to

$$\sum_{m \in \Omega_i} y_m^{k-1}(t) p_m(t) - D_i(t) - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij}(\delta_i(t) - \delta_j(t)) = 0, \quad \text{for } \forall i \in N, \forall t \in T \quad (21)$$

$$y_m^{k-1}(t) P_m^{\min} \leq p_m(t) \leq y_m^{k-1}(t) P_m^{\max}, \quad \text{for } \forall m \in M, \forall t \in T \quad (22)$$

$$-L_{ij} \leq B_{ij}(\delta_i(t) - \delta_j(t)) \leq L_{ij}, \quad \text{for } \forall i, j \in N, i \neq j, \text{ and } \forall t \in T \quad (23)$$

$$y_m^{k-1}(t) y_m^{k-1}(t-1) (p_m(t) - p_m(t-1)) \leq RUR_m, \quad (24)$$

$$y_m^{k-1}(t-1)y_m^{k-1}(t)(p_m(t-1)-p_m(t)) \leq RDR_m, \text{ for } \forall m \in M, \forall t \in T \quad (25)$$

만약 급전계획 부문제에서 발전기의 증/감발제약을 고려하지 않는다면, 이는 각 시간대별 일반적인 최적조류계산(OPF) 문제로 분리될 수 있다. 이와 같이 부문제를 분리할 경우, 문제의 차원이 상당히 축소되기 때문에 해의 수렴성을 개선할 수 있다. 또한 분리된 부문제들은 각 급전시간에 대해 서로 독립적인 문제로 정의되므로, 병렬처리 기법을 통해 계산효율을 보다 향상시킬 수 있다.

그러나 발전기의 증/감발제약은 시간 연속적으로 계통운전을 제한하기 때문에, 급전계획 부문제의 분리를 어렵게 한다. 이는 결과적으로 급전계획 부문제를 단 하나의 대규모 비선형 문제로 계산해야 하기 때문에, 해를 도출하기 위해 상당한 연산시간을 필요로 하며 해의 수렴성 또한 상당히 저하된다. 따라서 본 논문에서는 이전 연구[20-22]에서 개발한 지역분할 기반 분산처리 최적조류계산(distributed OPF) 알고리즘을 도입하여 급전계획 부문제를 수정하였다. 이는 대규모 급전계획 부문제를 단순히 지역에 따라 분리하여 분할된 각 지역에 대한 다기간 최적조류계산(inter-temporal OPF)을 개별적으로 수행한 다음, 최적해에 도달할 때까지 그 계산을 반복 수행한다. 본 논문에서 제안된 지역분할 기반 다기간 분산처리 최적조류계산(distributed inter-temporal OPF, DITOPF) 알고리즘은 Cohen에 의해 제안된 auxiliary problem principle(APP) 알고리즘을 기반으로 하기 때문에, 다기간 최적조류계산의 병렬처리를 가능하게 함으로써 다른 분산처리 기법에 비해 계산효율을 상당히 개선시킬 수 있다. 또한, 이를 연계계통에 적용할 경우에는 각 지역의 발전사업자가 운전비용과 관련된 자신의 고유 정보를 외부에 공개하지 않고서도 다른 지역과의 전력거래를 포함한 가장 경제적인 급전계획을 수립할 수 있도록 하기 때문에, 연계계통 운영에 보다 적합한 형태로 급전계획을 수립할 수 있도록 한다.

### 3.3 계산 절차

급전계획 문제는 주-부문제 간 반복연산 과정을 통해 최적해를 도출한다. 임의의 반복연산 단계에서 주문제의 발전기 운전 상태에 대해, 다기간 최적조류계산 부문제를 수행하며 그 결과를 바탕으로 Benders cut을 생성하여 주문제에 추가한다. 기동정지계획 주문제는 추가된 Benders cut을 고려하여 발전기 기동정지계획을 재수립하며 그 결과를 부문제로 다시 전송한다. 이러한 과정은 주문제의 목적함수 값이 해당 반복연산 단계까지 계산된 부문제의 최소 운전비용보다 커질 때까지 반복된다.

급전계획 문제는 이러한 반복연산 과정을 통해 해를 도출하기 때문에 초기 시작점을 필요로 한다. 그러나 전체 해를 개선하기 위해서는 다기간 최적조류계산 부문제의 결과를 통해 이에 대한 관련 정보를 주문제로 전송해야 한다. 본 논문에서는 첫 번째 부문제의 실행가능성을 보장하기 위해, 식 (14)와 (15)의 feasibility를 만족하는 발전기 운전 조합 가운데 가장 많은 발전기를 기동하는 결과를 초기 시작점 즉, 급전계획 문제의 초기해로 이용한다. 이에 대한 전체적인 흐름도는 그림 1과 같다.

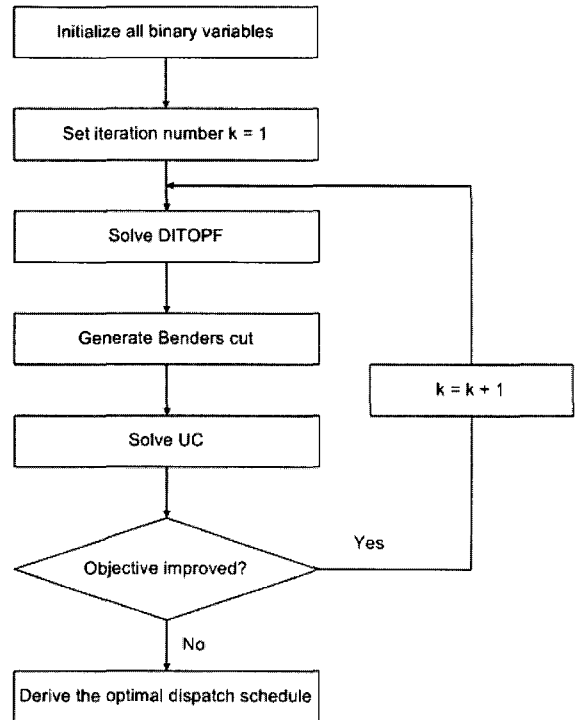


그림 1 급전계획 알고리즘의 흐름도  
Fig. 1 Solution procedure of dispatch scheduling problem

### 4. 지역분할기법을 이용한 다기간 최적조류계산

급전계획 부문제에서 발전기의 증/감발제약을 고려하지 않는다면, 이는 각 시간대별 일반적인 최적조류계산(OPF) 문제로 분리될 수 있다. 이와 같이 부문제를 분리할 경우, 문제의 차원이 상당히 축소되기 때문에 해의 수렴성을 개선할 수 있다. 또한 분리된 부문제들은 각 급전시간에 대해 서로 독립적인 문제로 정의되므로, 병렬처리 기법을 통해 계산효율을 보다 향상시킬 수 있다.

그러나 발전기의 증/감발제약은 시간 연속적으로 계통운전을 제한하기 때문에, 다기간 최적조류계산의 분리를 어렵게 한다. 이는 결과적으로 급전계획 부문제를 단 하나의 대규모 비선형 문제로 계산해야 하기 때문에, 해를 도출하기 위해 상당한 연산시간을 필요로 하며 해의 수렴성 또한 상당히 저하된다. 본 논문에서는 지역분할기법을 기반으로 하는 다기간 최적조류계산 알고리즘을 제안한다. 이는 대규모 급전계획 부문제를 단순히 지역에 따라 분리하여 분할된 각 지역에 대한 다기간 최적조류계산을 개별적으로 수행한 다음, 최적해에 도달할 때까지 그 계산을 반복 수행한다. 본 논문에서 제안된 지역분할기법은 Auxiliary Problem Principle(APP) 알고리즘을 기반으로 하기 때문에, 다기간 최적조류계산의 병렬처리를 가능하게 함으로써 해의 수렴성 및 계산효율을 상당히 개선시킬 수 있다. 또한, 이를 연계계통에 적용할 경우에는 각 지역의 전력사업자가 운전비용과 관련된 자신의 고유 정보를 외부에 공개하지 않고서도 다른 지역과의 전력거래를 포함한 가장 경제적인 급전계획을 수립할 수 있도록 한다.

4.1 가상발전기의 도입

전체 계통을 지역적으로 분할하여 다기간 최적조류계산을 수행하기 위해서는 분할된 지역의 경계모선에 가상발전기(dummy generator)를 도입해야 한다. 이러한 가상발전기는 전력을 생산하거나 소비하는 역할을 하는 하나의 경제주체로서, 자신이 연결되어 있는 모선의 잠재비용에 따라 발전량을 결정한다. 그 결과, 가상발전기는 해당 지역계통의 외부에서 미치는 영향을 반영한다. 이는 분리된 각 지역에 대한 최적조류계산을 수행한 다음, 인접 지역의 경계 모선에서의 가격 정보를 교환하여 제약조건 Lagrange 승수를 반복적으로 개선함으로써 해를 도출한다.

가상발전기를 이용한 지역분할기법은 그림 2에서 보여주고 있는 바와 같이, 분할하고자 하는 지역의 경계를 하나의 연계선으로 연결된 두 개의 가상모선으로 나누어 각 모선에 가상발전기를 투입하는 것이다. 여기서,  $x_A$ 와  $x_B$ 는 분리된 각 지역 내부의 계통변수를 나타내며,  $d$ 는 경계지역의 가상모선과 관련된 경계변수를 나타낸다. 본 논문에서는 DC 전력조류계산 모형을 이용하기 때문에, 이 경계변수는 매 시간별 가상모선으로 유입되는 유입전력과 그 위상각을 포함한다.

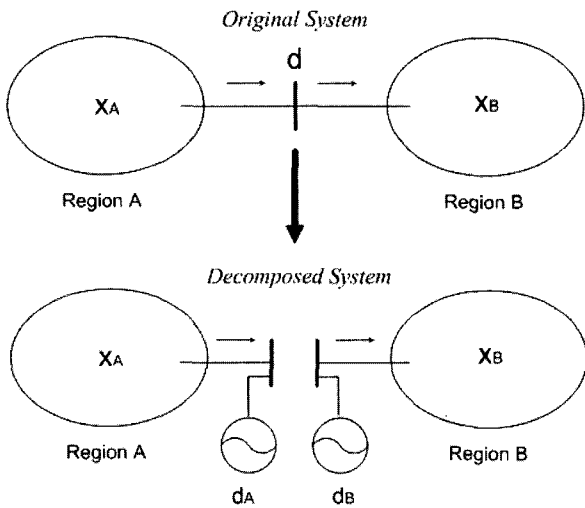


그림 2 가상발전기를 이용한 경계모선의 분할  
Fig. 2 Example of regional decomposition

이러한 경계변수는 각각의 분할된 지역에 대해 복사(duplication)되며, 복사된 두 변수 간의 논리를 유지하기 위한 결합 제약조건(consistency constraints)이 추가적으로 부과된다. 위 그림에서와 같이 A 지역의 경계변수를  $d_A$ , B 지역의 경계변수를  $d_B$ 라고 하면 해당 경계모선의 계통변수값은 모두 동일해야 하므로,  $d_A = d_B$ 라는 결합 제약조건이 부과되어야 한다. 그 결과, A 지역과 B 지역에 대한 최적조류계산의 상태변수는 각각  $(x_A, d_A)$ 와  $(x_B, d_B)$ 으로 정의된다. 이를 바탕으로, 전체 계통에 대한 최적조류계산 문제의 augmented Lagrangian 함수를 정식화하면 다음과 같다.

$$\underset{\substack{(x_A, d_A) \\ (x_B, d_B)}}{\text{minimize}} \left\{ c_A(x_A) + c_B(x_B) + \lambda(d_A - d_B) + \frac{\gamma}{2} \|d_A - d_B\|^2 \right\},$$

for  $\gamma \geq 0$  (26)

단,  $\lambda$ 는 Lagrange 승수를 나타내며,  $\gamma$ 는 임의의 상수를 나타낸다. 위 식의 2차 항은  $d_A = d_B$ 가 되는 최적해에는 영향을 미치지 않지만 해의 수렴성을 향상시키는 역할을 하는 penalty 항을 의미한다[10].

4.2 Auxiliary Problem Principle의 적용

위의 식 (19)와 같은 함수를 이용한 augmented Lagrangian relaxation(ALR) 기법은 2차 penalty 항을 추가하여 최적화 문제의 convexity를 보장함으로써 classical Lagrangian relaxation(CLR) 기법에 비해 해의 수렴성을 향상시키는 반면, 이로 인해 문제의 분할을 어렵게 한다. 이를 해결하기 위한 방법 가운데 하나가 Cohen에 의해 제안된 auxiliary problem principle(APP) 알고리즘이다[6]. APP 기법은 원문제에 보조항(auxiliary term)을 추가하여 2차 penalty 항을 선형화하며, 이는 결과적으로 원문제를 독립된 다수의 최적화 문제로 분리할 수 있도록 한다. 이와 같이 분리된 문제들은 반복연산을 통해 상호 정보를 교환함으로써 해를 개선한다.

다기간 최적조류계산 문제에 APP 알고리즘을 적용하면, 식 (19)는 다음과 같이 변환된다[5].

$$\underset{\substack{(x_A^{k+1}, d_A^{k+1}) \\ (x_B^{k+1}, d_B^{k+1})}}{\text{minimize}} \left\{ \begin{aligned} & c_A(x_A) + c_B(x_B) \\ & + \frac{\beta}{2} \|d_A - d_A^k\|^2 + \frac{\beta}{2} \|d_B - d_B^k\|^2 \\ & + \gamma (d_A - d_B)^T (d_A^k - d_B^k) \\ & + \lambda^k (y_A - y_B) \end{aligned} \right\},$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha (y_A^{k+1} - y_B^{k+1})$$

(27)

단,  $k$ 는 APP 알고리즘의 반복연산 단계에 대한 지수이며,  $\alpha$ 와  $\beta$ 는 각각 임의의 양의 상수를 나타낸다. 이는 다음과 같이 A 지역과 B 지역에 대한 두 개의 독립적인 다기간 최적조류계산 문제와 Lagrange 승수 개선을 위한 subgradient 식으로 분리된다.

$$\text{OPF}_A:$$

$$\underset{(x_A^{k+1}, d_A^{k+1})}{\text{minimize}} \left\{ c_A(x_A) + \frac{\beta}{2} \|d_A - d_A^k\|^2 + \gamma d_A^T (d_A^k - d_B^k) + \lambda^k y_A \right\}$$

(28)

$$\text{OPF}_B:$$

$$\underset{(x_B^{k+1}, d_B^{k+1})}{\text{minimize}} \left\{ c_B(x_B) + \frac{\beta}{2} \|d_B - d_B^k\|^2 + \gamma d_B^T (d_B^k - d_A^k) - \lambda^k y_B \right\}$$

(29)

$$\text{Update } \lambda:$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha (y_A^{k+1} - y_B^{k+1})$$

(30)

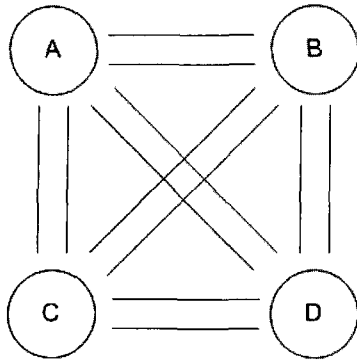


그림 3 예제계통의 계통연계 토폴로지  
Fig. 3 Topology of regional systems

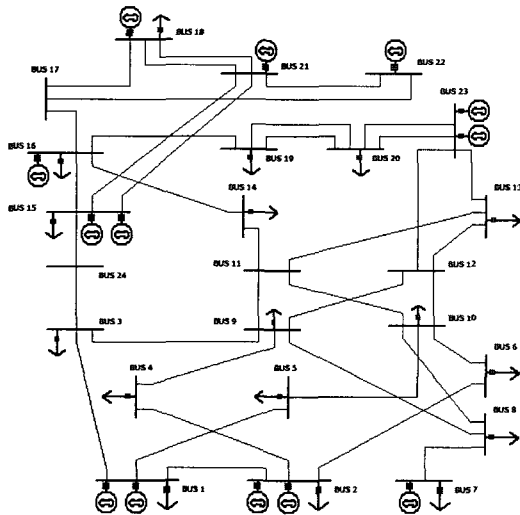


그림 4 A지역에 대한 수정된 IEEE RTS 24모선 계통  
Fig. 4 Modified IEEE RTS 24-bus test system in region A

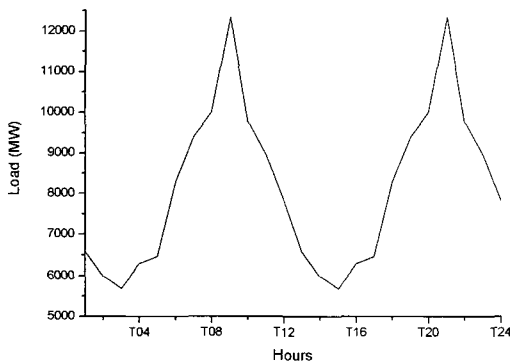


그림 5 시간대별 부하 패턴  
Fig. 5 Hourly load pattern

### 5. 사례연구

본 논문에서 제안한 알고리즘을 검증하기 위해, 108모선 예제계통에 대한 급전계획을 수립하였다. 이 계통은 총 56대

표 1 발전기 데이터

Table 1 Description of generating units

Units	$P^{\max}$ (MW)	$P^{\min}$ (MW)	$a$ (\$)	$b$ (\$/MW)	$c$ (\$/MW <sup>2</sup> )	RUP/RDN (MW/hr)	SC (\$)
U01A01	40.0	32.0	132.162	18.79	0.05971	8.0	62
U02A01	150.0	30.0	167.400	20.24	0.01866	120.0	230
U03A02	40.0	32.0	132.162	18.98	0.06031	8.0	62
U04A02	150.0	30.0	167.400	20.44	0.01885	120.0	230
U05A07	300.0	75.0	347.340	22.67	0.01516	225.0	780
U06A13	600.0	200.0	389.630	23.32	0.00456	400.0	130
U07A15	60.0	12.0	132.162	19.17	0.06090	48.0	62
U08A15	155.0	54.3	325.672	15.88	0.00922	100.7	1500
U09A16	155.0	54.3	325.672	16.04	0.00931	100.7	1500
U10A18	400.0	100.0	721.922	17.82	0.00921	300.0	4300
U11A21	400.0	100.0	721.922	18.00	0.00930	300.0	4300
U12A22	300.0	0.0	0.000	0.00	0.00000	300.0	0
U13A23	310.0	100.0	325.672	16.20	0.00940	210.0	2100
U14A23	350.0	140.0	703.500	14.25	0.00786	210.0	12500
U15B25	40.0	32.0	132.162	26.30	0.08957	8.0	62
U16B25	150.0	30.0	167.400	28.33	0.02799	120.0	230
U17B26	40.0	32.0	132.162	26.56	0.09047	8.0	62
U18B26	150.0	30.0	167.400	28.61	0.02827	120.0	230
U19B31	300.0	75.0	347.340	31.73	0.02274	225.0	780
U20B37	600.0	200.0	389.630	32.64	0.00684	400.0	130
U21B39	60.0	12.0	132.162	26.83	0.09136	48.0	62
U22B39	155.0	54.3	325.672	22.23	0.01383	100.7	1500
U23B40	155.0	54.3	325.672	22.45	0.01397	100.7	1500
U24B42	400.0	100.0	721.922	24.94	0.01381	300.0	4300
U25B45	400.0	100.0	721.922	25.19	0.01395	300.0	4300
U26B46	300.0	0.0	0.000	0.00	0.00000	300.0	0
U27B47	310.0	100.0	325.672	22.67	0.01411	210.0	2100
U28B47	350.0	140.0	703.500	19.95	0.01395	210.0	12500
U29C49	40.0	32.0	132.162	24.42	0.07762	8.0	62
U30C49	150.0	30.0	167.400	26.31	0.02426	120.0	230
U31C50	40.0	32.0	132.162	24.66	0.07840	8.0	62
U32C50	150.0	30.0	167.400	26.57	0.02450	120.0	230
U33C55	300.0	75.0	347.340	29.47	0.01971	225.0	780
U34C61	600.0	200.0	389.630	30.31	0.00593	400.0	130
U35C63	60.0	12.0	132.162	24.91	0.07917	48.0	62
U36C63	155.0	54.3	325.672	20.64	0.01199	100.7	1500
U37C64	155.0	54.3	325.672	20.85	0.01211	100.7	1500
U38C66	400.0	100.0	721.922	23.16	0.01197	300.0	4300
U39C69	400.0	100.0	721.922	23.39	0.01209	300.0	4300
U40C70	300.0	0.0	0.000	0.00	0.00000	300.0	0
U41C71	310.0	100.0	325.672	21.05	0.01223	210.0	2100
U42C71	350.0	140.0	703.500	18.52	0.01022	210.0	12500
U43D73	40.0	32.0	132.162	22.55	0.07165	8.0	62
U44D73	150.0	30.0	167.400	24.29	0.02239	120.0	230
U45D74	40.0	32.0	132.162	22.78	0.07237	8.0	62
U46D74	150.0	30.0	167.400	24.53	0.02261	120.0	230
U47D79	300.0	75.0	347.340	27.20	0.01819	225.0	780
U48D85	600.0	200.0	389.630	27.98	0.00547	400.0	130
U49D87	60.0	12.0	132.162	23.00	0.07308	48.0	62
U50D87	155.0	54.3	325.672	19.06	0.01106	100.7	1500
U51D88	155.0	54.3	325.672	19.25	0.01117	100.7	1500
U52D90	400.0	100.0	721.922	21.38	0.01105	300.0	4300
U53D93	400.0	100.0	721.922	21.59	0.01116	300.0	4300
U54D94	300.0	0.0	0.000	0.00	0.00000	300.0	0
U55D95	310.0	100.0	325.672	19.44	0.01128	210.0	2100
U56D95	350.0	140.0	703.500	17.10	0.00943	210.0	12500

의 발전기와 176개의 송전선로로 구성되어 있으며, 급전계획 기간은 24시간으로 가정하였다. 또한 전체 계통은 그림 3에서 보여주고 있는 바와 같이 4개의 지역으로 분리되며, 각 지역 간에는 2개의 경계모선이 존재한다. 각 지역계통은 IEEE Reliability Test System 24모선을 변형하여 적용하였다. A지역의 계통은 그림 4와 같으며, 다른 지역의 계통구성 또한 이와 동일한 것으로 가정하였다. 한편, 발전비용은 표 1에서 보여주고 있는 바와 같이, 지역별로 A-D-C-D 지역 순으로 높게 설정하였으며, 계통 전체의 시간대별 부하

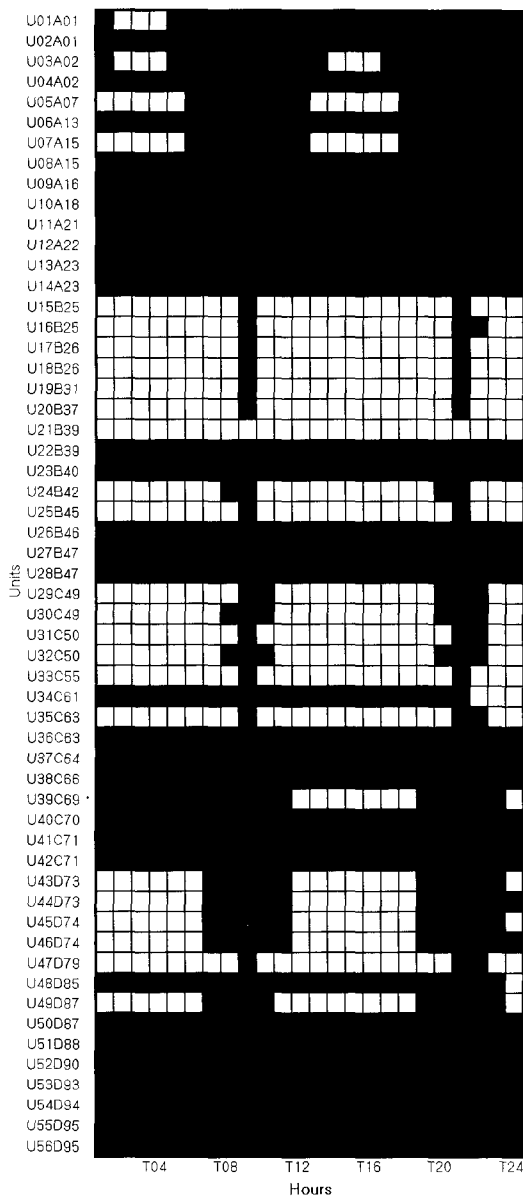


그림 6 시간대별 각 발전기의 기동/정지 상태  
Fig. 6 Optimal commitment schedule

패턴은 그림 5와 같다. 예제계통에 대한 급전계획을 수립하기 위해, GAMS(General Algebraic Modeling System) 최적화 모형[26]을 이용하여 제안된 알고리즘을 구현하였다.

5.1 연계계통의 급전계획 수립

그림 6은 예제계통에 대한 급전계획 수립 결과 도출된 각 발전기의 기동/정지 상태를 나타낸다. 여기서, 그림 좌측의 6자리 기호는 각 발전기의 번호를 의미한다. 앞에 3자리 기호는 각 발전기의 고유 ID를, 4번째 기호는 해당 발전기가 위치한 지역을, 그리고 뒤의 2자리는 해당 발전기가 위치한 모선 번호를 나타낸다. 또한, 그림의 검정색 상자는 해당 시간에 발전기가 기동되었음을 의미한다. 그 결과, 상대적으로 연료비용이 낮고 기동비용이 높은 발전기들은 기저발전기로

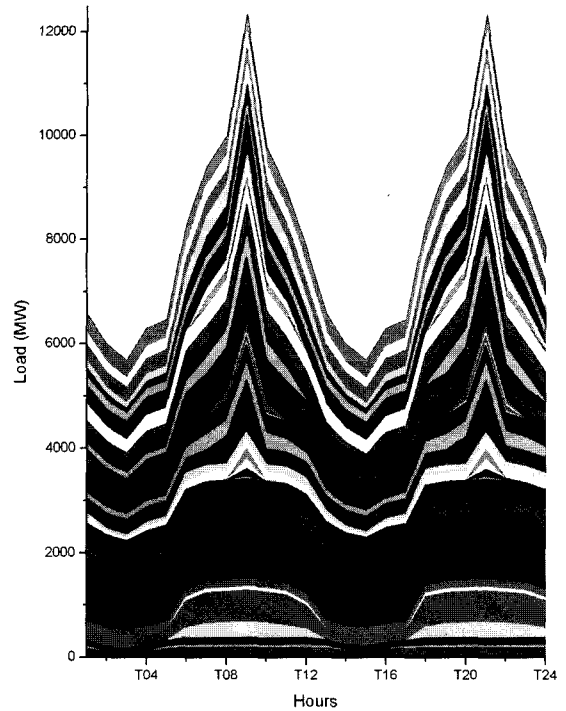


그림 7 시간대별 각 발전기의 출력 수준  
Fig. 7 Hourly power output

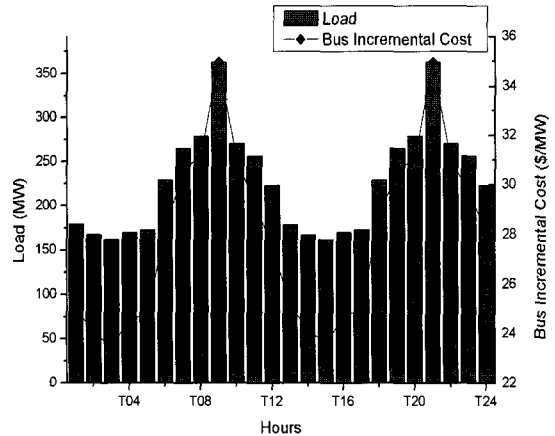


그림 8 모선 37에서의 시간대별 부하 및 모선증분비용  
Fig. 8 Hourly load demands & bus incremental costs at bus 37

써 급전기간 내내 가동되며, 이와 반대로 연료비용이 높고 기동비용이 낮은 발전기들, 주로 발전비용이 가장 높은 B 지역의 발전기들은 첨두발전기로서 계통 수급균형 유지를 위해 기동/정지를 반복한다. 특히, 가장 발전비용이 높은 발전기 U21B39의 경우에는 가동조차 하지 않고 있음을 확인할 수 있다. 급전시간대 별로 각 발전기의 출력을 비교한 결과는 그림 7과 같다. 기동/정지 상태에 따라, 일부 발전기들은 첨두부하 시간대에만 발전력을 공급하고 있음을 확인할 수 있다.

표 2 각 지역 간 경계모선의 모선위상각 오차 계산 결과 (단위: 10<sup>-4</sup> radian)

Table 2 Scaled mismatches between border variables for phase angles (scale = 10<sup>-4</sup> radian)

Hour	Bus 101	Bus 102	Bus 103	Bus 104	Bus 105	Bus 106	Bus 107	Bus 108	Bus 109	Bus 110	Bus 111	Bus 112
T01	4.77	4.80	2.54	2.55	7.38	7.40	7.61	7.51	2.82	2.86	0.21	0.25
T02	4.42	4.44	2.26	2.27	6.64	6.63	6.82	6.75	2.34	2.36	0.12	0.14
T03	3.29	3.21	3.65	3.63	6.97	6.90	6.64	6.66	3.42	3.39	0.24	0.29
T04	4.85	4.83	1.81	1.77	6.67	6.66	7.21	7.20	2.39	2.41	0.58	0.59
T05	4.87	4.89	1.83	1.85	6.74	6.72	7.40	7.36	2.48	2.46	0.62	0.63
T06	1.92	1.86	8.09	8.08	9.96	9.91	8.96	9.00	7.12	7.09	0.94	0.98
T07	1.63	1.64	8.98	8.99	7.33	7.30	4.45	4.46	6.11	6.10	2.87	2.86
T08	0.58	0.56	4.46	4.39	4.99	4.94	4.21	4.21	3.61	3.65	0.76	0.80
T09	0.23	0.25	1.45	1.48	1.74	1.71	0.85	0.84	0.63	0.61	0.87	0.86
T10	2.32	2.35	8.73	8.73	6.42	6.40	3.75	3.75	6.08	6.07	2.66	2.66
T11	0.32	0.29	8.59	8.59	8.89	8.88	6.87	6.83	6.49	6.48	2.12	2.09
T12	2.66	2.62	4.84	4.82	7.43	7.42	9.96	9.97	7.33	7.33	2.52	2.50
T13	5.23	5.24	1.40	1.41	6.67	6.68	7.94	7.97	2.76	2.76	1.36	1.37
T14	3.48	3.51	1.35	1.36	4.86	4.86	5.86	5.87	2.32	2.34	0.99	0.99
T15	2.42	2.38	2.78	2.78	5.19	5.16	5.50	5.49	3.12	3.11	0.31	0.31
T16	3.82	3.85	0.98	0.97	4.83	4.83	6.35	6.36	2.46	2.48	1.53	1.51
T17	5.18	5.19	0.99	1.02	6.27	6.23	8.11	8.14	2.98	2.94	1.88	1.89
T18	1.37	1.34	5.80	5.77	7.20	7.18	9.09	9.05	7.70	7.71	1.96	1.93
T19	1.67	1.69	9.01	8.99	7.33	7.33	4.56	4.53	6.20	6.21	2.81	2.82
T20	0.68	0.67	5.58	5.58	6.21	6.20	4.05	4.05	3.36	3.37	2.19	2.20
T21	0.27	0.27	1.49	1.49	1.75	1.78	0.86	0.84	0.58	0.57	0.91	0.89
T22	7.89	7.86	3.65	3.70	4.17	4.18	4.48	4.47	3.43	3.41	0.28	0.26
T23	1.46	1.46	6.87	6.84	5.39	5.38	5.32	5.29	6.80	6.81	0.06	0.08
T24	0.28	0.26	4.41	4.44	4.71	4.69	5.04	5.03	4.71	4.68	0.27	0.29

표 3 총 계통운전비용 계산 결과

Table 3 Operating cost obtained by the centralized and distributed implementation

	Centralized	Distributed	Error (%)
Total Cost (\$)	4,273,261	4,273,255	0.00014%
Start-up Cost (\$)	57,802	57,802	-
Iteration	5	5	-

그림 8은 수요가 가장 많은 모선 37의 시간대별 부하 변화와 이에 따른 모선 증분비용의 변화를 보여주고 있다. 첨두부하가 발생하는 시간 T09와 T23에서의 가격급등은 해당 시간에서의 첨두발전기 즉, 발전비용이 높은 발전기의 기동으로 인한 것이다.

표 2는 분산처리 최적조류계산을 수행하여 도출된 경계모선의 위상각을 비교한 결과이다. 본 논문에서는 DC 전력조류모형을 이용하였기 때문에 경계모선에서의 위상각 차이도 두 모선 간 유입전력량으로 간주할 수 있다. 이에 적용된 허용오차는 10-3p.u.이며, 그 결과는 이를 모두 만족하고 있음을 확인할 수 있다. 단, 본 논문의 사례연구에서는 기준모선을 A지역의 모선 23으로 지정하였다.

5.2 중앙처리 및 분산처리 최적조류계산 결과 비교

분산처리 최적조류계산을 이용한 급전계획 알고리즘의 타

당성을 검토하기 위해, 위의 결과와 중앙처리 최적조류계산을 이용하여 도출된 급전계획 결과를 비교한다. 우선, 각각의 최적조류계산 알고리즘을 통해 도출된 총 계통운전비용을 비교하면 아래의 표 3과 같다.

그 결과, 분산처리 최적조류계산을 이용한 결과는 일반적인 GBD 기반 급전계획 알고리즘의 결과와 큰 차이가 없는 것을 확인할 수 있다. 이는 지역분할기법을 기반으로 하는 분산처리 최적조류계산 부문제의 병렬화가 발전기의 기동/정지 상태의 변화를 나타내는 이진변수의 최적값 도출에는 아무런 영향을 미치지 않음을 시사한다.

반면, 운전비용, 각 발전기의 출력 및 계통운전 상태를 나타내는 연속변수값에는 약간의 차이를 발생한다. 이는 분산처리 최적조류계산을 위해 적용한 APP 알고리즘이 원래의 augmented Lagrangian 함수를 선형화함에 있어 근사화 즉, 경계모선에 도입된 가상발전기들 간 결합 제약조건에 적용된 허용오차로 인해 그 정확성을 일부 상실하기 때문인 것으로 판단된다. 그러나 운전비용의 경우에는 약 0.00014%, 발전량의 경우에는 평균 약 0.0420%, 모선증분비용의 경우에는 평균 약 0.0341%로 중앙처리 최적조류계산을 이용한 결과와 큰 차이를 보이지는 않는 것으로 확인하였다. 따라서 분산처리 최적조류계산을 이용한 급전계획 알고리즘의 병렬화가 급전계획의 정확성을 크게 상실하지 않는 것으로 판단할 수 있으며, 결과적으로 이를 통해 연계계통의 제약 급전계획 알고리즘으로서의 적용가능성을 시사하고 있음을 확인할 수 있다. 또한 이러한 연속변수값의 오차수준은 결합 제약조건에 허용오차 범위를 조정함으로써 개선할 수도 있다.

6. 결 론

각 전력회사가 지역별로 독자적인 계통운영 수행하는 계통연계 환경 하에서는 발전 및 송전계통 변수들 간에 존재하는 복잡한 상호작용으로 인해 각 전력회사의 이익이 크게 달라질 수 있는 가능성이 존재하기 때문에, 보다 합리적이고 체계적인 급전의사결정만이 이들을 납득시킬 수 있는 근거가 될 수 있다. 따라서 연계계통에서의 급전계획을 수립하기 위해서는 기동정지계획(UC)과 최적조류계산(OPF)의 통합모형을 이용하는 것이 보다 적합한 것으로 판단된다. 이는 최적조류계산(OPF) 문제를 통해 상세하게 모형화된 송전계통을 고려하여 매 시간마다의 최적의 계통운전 상태를 도출할 수 있기 때문이다.

본 논문에서는 이와 같은 대규모 비선형 정수계획(MINLP) 문제로 정식화되는 급전계획 문제를 수행하기 위한 효율적인 방법으로 generalized Benders decomposition(GBD) 기법을 기반으로 하는 급전계획 알고리즘을 제안하였다. GBD 기법은 원문제는 주-부문제의 2단계 구조로 분해하기 때문에, 보다 단순한 형태로 문제를 구현하여 신속하고 정확하게 최적해를 도출할 수 있음을 확인하였다.

한편, 시간 연속성을 고려한 수많은 계통변수와 제약조건으로 인해 매우 복잡한 고차원 최적화 문제로 정의되는 다기간 최적조류계산 부문제를 보다 효율적으로 수행하기 위해 auxiliary problem principle(APP) 알고리즘을 기반으로 하는 지역분할기법을 도입하였다. 이러한 지역분할 기반 다기간 분산처리 최적조류계산(DITOPF) 알고리즘은 최근 이



용가능성이 향상된 병렬연산장치를 통해 급전계획 부문제의 분산처리를 가능하게 하여 다른 분산처리 기법에 비해 계산 효율을 상당히 개선시킬 수 있다. 또한, 이를 연계계통에 적용할 경우에는 각 지역의 전력회사가 운전비용과 관련된 자신의 고유 사업정보를 외부에 공개하지 않고서도 다른 지역과의 전력거래를 포함한 가장 경제적인 급전계획을 수립할 수 있기 때문에, 계통연계 환경 하에서 보다 적합한 형태로 급전계획을 수립할 수 있도록 한다.

## 7. 기호정리

본 논문에서 사용하는 기호는 다음과 같다.

$TC$	: 총 계통 운전비용
$TC^k$	: $k$ 번째 반복연산에서의 총 계통 운전비용
$Z^k$	: $k$ 번째 반복연산에서 기동정지계획 부문제의 발전비용을 근사화하는 연속 변수
$FC_m(p_m(t))$	: 시간 $t$ 에서 발전기 $m$ 의 출력 $p_m(t)$ 에 대한 연료비용
$SC_m(t)$	: 시간 $t$ 에서 발전기 $m$ 의 기동비용
$y_m(t)$	: 시간 $t$ 에서 발전기 $m$ 의 기동/정지 상태 (1 또는 0)
$y_m^k(t)$	: $k$ 번째 반복연산의 부문제에서 주어진 변수 $y_m(t)$ 의 상수값
$p_m(t)$	: 시간 $t$ 에서 발전기 $m$ 의 발전출력
$P_m^{min}$	: 발전기 $m$ 의 최소 발전출력
$P_m^{max}$	: 발전기 $m$ 의 최대 발전출력
$D_i(t)$	: 시간 $t$ 에서 모선 $i$ 의 부하수요
$RS(t)$	: 시간 $t$ 에서의 계통 순동예비력 요구량
$\xi_m^k(t)$	: $k$ 번째 반복연산의 부문제를 통해 도출된 시간 $t$ 에서 발전기 $m$ 의 기동/정지 결정 지수
$\rho_i^k(t)$	: $k$ 번째 반복연산의 부문제를 통해 도출된 시간 $t$ 에서 모선 $i$ 의 증분비용
$B_{ij}$	: 모선 $i$ 와 $j$ 를 연결하는 송전선로의 서셉턴스
$L_{ij}$	: 모선 $i$ 와 $j$ 를 연결하는 송전선로의 최대선로용량
$\delta_i(t)$	: 시간 $t$ 에서 모선 $i$ 의 위상각
$\alpha_m, \beta_m$	: 발전기 $m$ 의 기동비용 계수
$\tau_m$	: 발전기 $m$ 의 보일러 냉각속도에 대한 시정수 (time constant)
$X_m^{on}(t)$	: 시간 $t$ 까지 발전기 $m$ 이 기동되어 있는 시간
$X_m^{off}(t)$	: 시간 $t$ 까지 발전기 $m$ 이 정지되어 있는 시간
$MUT_m$	: 발전기 $m$ 의 최소 기동시간
$MDT_m$	: 발전기 $m$ 의 최소 정지시간
$RUR_m$	: 발전기 $m$ 의 증발율
$RDR_m$	: 발전기 $m$ 의 감발율
$T$	: 총 급전시간
$M$	: 총 급전대상 발전기의 수
$N$	: 총 계통모선의 수
$\Omega_i$	: 모선 $i$ 에 위치한 모든 발전기의 집합
$Y_0^k$	: $k$ 번째 반복연산에서 정지되는 발전기의 집합

$Y_1^k$	: $k$ 번째 반복연산에서 기동되는 발전기의 집합
$Y_1^k$	: $k$ 번째 반복연산에서 기동되는 발전기의 수

## 감사의 글

이 논문은 2005년도 정부(교육인적자원부)의 재원으로 한국학술진흥재단의 지원을 받아 수행된 연구임 (KRF-2005-041-D00290)

## 참고 문헌

- [1] A.J. Wood, and B.F. Wollenberg, Power Generation, Operation, and Control, 2nd Edition, John Wiley & Sons, 1996.
- [2] K. Bhattacharya, Math H.J. Bollen, and J.E. Daalder, Operation of Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [3] Xiaohong Guan, Ross Baldick, and W.H. Edwin Liu, "Integrating power system scheduling and optimal power flow," 12th Power System Computation Conference, Dresden, Aug. 1996.
- [4] J.F. Benders, "Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems," Numerische Mathematik, 4, pp.238-252, 1962.
- [5] A.M. Geoffrion and G. W. Graves, "Multicommodity distribution system by Benders decomposition," Management Science, 20, pp.822-844, 1974.
- [6] A.M. Geoffrion, "Generalized Benders decomposition," Journal of Optimization Theory and Application, 10(4), pp.237-260, 1972.
- [7] H.H. Hoang, "Topological optimization of networks: A nonlinear mixed integer model employing generalized Benders decomposition," IEEE Transaction on Automatic Control AC-27, pp.164-169, 1982.
- [8] O.E. Flippo and A.H.G. Rinnooy Kan, "Decomposition in general mathematical programming," Mathematical Programming, vol. 60, no. 3, pp. 361-382, Jun. 1993.
- [9] H. Ma and S.M. Shahidehpour, "Transmission constrained unit commitment based on Benders decomposition," Electric Power Energy Systems, vol. 20, no. 4, pp. 287-294, Apr. 1998.
- [10] H. Ma and S.M. Shahidehpour, "Unit commitment with transmission security and voltage constraints," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 757-764, May, 1999.
- [11] N. Alguacil and A.J. Conejo, "Multiperiod optimal power flow using Benders decomposition," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 1, Feb. 2000.
- [12] Y. Hong and M. Weng, "Optimal short-term real power scheduling in a deregulated competitive

market," Electric Power Systems Research, 54, pp.181-188, 2000.

[13] E. Kuan, O. Añón, and A. Vargas, "Unit commitment optimization considering the complete network modeling," 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Sep. 2001.

[14] H.Y. Yamin, K. Al-Tallaq, and S.M. Shahidepour, "New approach for dynamic optimal power flow using Benders decomposition in a deregulated power market," Electric Power Systems Research, 65, pp.101-107, 2003.

[15] Y. Fu, S.M. Shahidpour, and Z. Li, "Security-constrained unit commitment with AC constraints," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, Aug. 2005.

[16] S.J. Wang, S.M. Shahidepour, D.S. Kirschen, S. Mokhtari, and G.D. Irisarri, "Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 3, pp. 1294-1301, Aug. 1995.

[17] J. Shaw, "A direct method for security-constrained unit commitment," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 3, pp. 1329-1342, Aug. 1995.

[18] S. Ruzic and N. Rajakovic, "A new approach for solving extended unit commitment problem," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 1, pp. 269-277, Feb. 1991.

[19] J. Batut and A. Renaud, "Daily generation scheduling optimization with transmission constraints: A new class of problems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 3, pp. 982-989, Aug. 1992.

[20] B.H. Kim and R. Baldick, "Coarse-grained distributed optimal power flow," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 932-939, May, 1997.

[21] R. Baldick, B.H. Kim, C. Chase, and Y. Luo, "A fast distributed implementation of optimal power flow," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 858-864, Aug. 1999.

[22] B.H. Kim and R. Baldick, "A comparison of distributed optimal power flow algorithms," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 599-604, May, 2000.

[23] Guy Cohen, "Auxiliary problem principle and decomposition of optimization problems," Journal of Optimization Theory and Application, vol. 32, no. 3, pp. 277-305, Nov. 1980.

[24] Balho H. Kim, "A study on the convergency property of the Auxiliary Problem Principle," Journal

of Electrical Engineering & Technology, vol. 1, no. 4, pp. 455-460, Mar. 2006.

[25] R. Tyrrell Rockafellar, Convex Analysis, Princeton University Press, 1970.

[26] A. Brooke, D. Kendrick and A. Meeraus, GAMS User's Guide, The Scientific Press, 1990.

## 저 자 소 개



### 정 구 형 (鄭 求 亨)

1974년 9월 20일생. 2001년 홍익대학교 전기전자제어공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 2007년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(공학박). 현재 홍익대학교 BK21 박사후 연구원.

Tel : 02-338-1621

Fax : 02-320-1110

E-mail : ga3310401@wow1.hongik.ac.kr



### 강 동 주 (姜 東 周)

1975년 9월 9일생. 1999년 홍익대 공대 전자전기제어공학과 졸업. 2001년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 한국전기연구원 전력시장기술연구그룹 연구원.

Tel : 055-280-1319

Fax : 055-280-1390

E-mail : djkgang@keri.re.kr



### 김 발 호 (金 發 鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학박). 1999년~현재 홍익대학교 전자전기제어공학부 부교수

Tel : 02-320-1462

Fax : 02-320-1110

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr