

양수발전기의 대기예비력 활용방안 분석

An Analysis on the Usage of Pumped Hydro Storage as a Non-Spinning Reserve Power

정 승 훈* · 전 영 환†
 (Seung-Hoon Jeong · Yeong-Han Chun)

Abstract - Total capacity of pumped hydro storage(PHS) in Korean power system reaches 4,700MW, though the share of it is about 4.56% of total capacity. The Unit Commitment program, E-terracommit which is used for the operational purpose by KPX, includes the PHS model. But the model has a defect that it does not include the information of water level of upper reservoir. Therefore two types of improved the PHS models are represented in this paper. The first model is a optimized model by connecting the upper reservoir water level to the non-spinning reserve. The other model is to have priority allocate both the PHS and combined cycle generator for non-spinning reserve. The proposed two models and the E-terracommit model is compared and resulting to have improvement in estimating non-spinning reserve when using the proposed models.

Key Words : Pumped-storage, Non-spinning reserve, Upper reservoir

1. 서 론

양수발전기는 원자력 발전기의 경직성을 보완하기 위해 건설한 설비이지만, 기동특성이 좋아서 우리나라와 같이 원자력발전기가 많은 계통에서 계통운영에 많은 기여를 하고 있다. 양수발전기는 기동시간이 5분 이내로 빠를 뿐 아니라 증감발률도 크기 때문에 기동해서 10분 이내에 정격출력을 낼 수 있다. 양수발전기의 이러한 특성으로 인하여 대기예비력 자원 중에서 가장 활용도가 높다.[1-2]

국내 양수발전기의 총 공급용량은 4,700MW이며, 전력시장 운영규칙에 명시된 운영예비력을 공급하기에 충분하다. 하지만 양수발전기의 설비용량, 가용용량, 실제로 발전가능한 양에 대해서 명확히 구명되어 있지 않다. 또한 상부저수지 수량제약과 예비력 사이의 관계가 제대로 고려되지 않았다. 이러한 이유로 때때로 양수발전기의 발전 가능용량이 과다하게 계산되고, 공급할 수 없는 과도한 예비력이 양수발전기에 할당되는 문제가 발생하였다.[3-4]

따라서 본 논문에서는 기존의 양수발전기 모델에 상부저수지의 수량제약을 연계하고, 하위의 예비력이 할당되지 않도록 예비력 모델을 추가하였다.[4] 또한 대기예비력 공급방안에 대하여 분석하기 위해 이 모델이 추가된 2가지 방법과 기존 방법을 비교분석하였다.

2. 본 론

2.1. 예비력의 확보 기준

예비력은 크게 운전예비력과 대기대체예비력으로 구분된다. 운전예비력은 5분 이내에 투입될 수 있는 주파수 조정예비력, 10분 운전대기예비력으로 나뉘고, 대기대체예비력은 발전기가 정지 상태에서 20분 혹은 120분 이내에 제공할 수 있는 예비력으로 나뉜다.[5]

표 1 전력시장 운영규칙에 명시된 예비력 기준

Table 1 Reserve power standard expressed on the Market Operating Regulation

구 분		확보기준량(만kW)			
		동하계		평시	
대기대체 예비력	120분 정지대기	100	-	150	150
	20분 정지대기		100		-
운전 예비력	10분 운전대기	300	150	250	100
	주파수조정예비력 (G/F, AGC, 5분)		150		150

각 발전기를 기동하기 위해서는 기동소요시간이 필요하며, 기동 이후에 ramp-rate 특성에 따라 출력을 상승시킨다. 즉, 각 발전기는 위의 2가지 요소에 따라 20분 혹은 120분 이내에 제공할 수 있는 예비력 양이 결정된다. 이런 특성으로 인해 국내 전력계통에서 대기대체예비력을 담당할 수 있는 발전기는 양수발전기와 복합발전기가 유일하다. 특히 양수발전기는 대기예비력자원으로

† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Electronic Engineering, Hongik University, Korea.

E-mail : yhcun@hongik.ac.kr

* Dept. of Electrical, Information & Control Engineering, Hongik University, Korea.

Received : November 18, 2015; Accepted : Jun 1, 2016

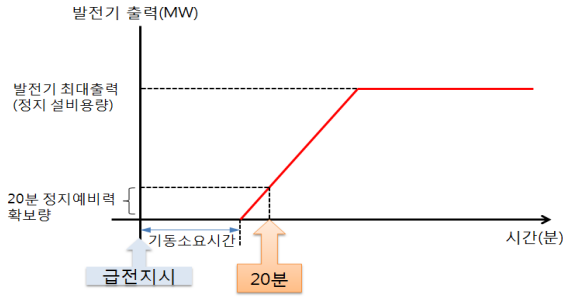


그림 1 발전기의 기동소요시간 및 ramp-rate 특성에 따른 발전기 출력곡선

Fig. 1 Starting time of generator and the generator output curve related to ramp-rate characteristic

가장 활용도가 높다.

2.2 복합발전기의 hot/cold상태별 대기대체예비력

앞서 언급한 내용에 따라 복합발전기가 공급할 수 있는 대기대체예비력을 계산하기 위하여 기동소요시간과 ramp-rate가 고려되어야 한다. 이 2가지 특성은 복합발전기가 hot상태인지 cold상태인지에 따라 다르다.[6] 이를 고려한 복합발전기의 20분 대기예비력 계산은 다음과 같다.

$$\begin{aligned} \text{20분대기예비력} &= \text{기동증발출} \times (\text{20분} - \text{기동소요시간}) \quad (1) \\ &(\text{if } \text{20분} - \text{기동소요시간} \leq 0, \text{ 20분대기예비력} = 0) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{120분대체예비력} &= \text{기동증발출} \times (\text{120분} - \text{기동소요시간}) \quad (2) \\ &(\text{if } \text{120분} - \text{기동소요시간} \leq 0, \text{ 120분대체예비력} = 0) \end{aligned}$$

2.2.1 hot상태에서 복합발전기의 대기대체예비력

국내 복합발전기의 총 설비용량은 27,702MW이다. 복합발전기마다 설비특성이 다르기 때문에 GT(gas turbine)단독모드나 CC(combined cycle)모드로 공급할 수 있는 대기대체예비력은 모두 다르다. 수식(1), (2)를 이용하여 hot상태에서 확보할 수 있는 대기대체예비력을 계산하면 표 2와 같다.

hot상태에서 확보할 수 있는 20분 대기예비력의 양은 기동 소요시간의 차이로 인해 CC모드에서 0MW, GT모드에서 877MW이다. 하지만 GT모드로 20분 대기예비력을 확보하기 위해 5,105MW의 GT설비를 정지시켜야한다. 만약 GT모드 대신 CC모드로 발전할 경우 발전량은 7,700MW ($5,105 \times 1.5^{1.1}$)을 얻을 수 있다. 따라서 877MW의 20분 대기예비력을 얻기 위해 약 $9(7,700 \div 877)$ 배에 달하는 복합발전기가 제공할 수 있는 발전량을 포기해야한다.

120분 대체예비력의 경우 CC/GT모드 모두 충분하게 제공할

1) CC모드로 발전할 경우 ST(steam turbine)의 출력이 더해져서 GT 모드에 비해 약 1.5배 정도를 더 발전할 수 있다.

표 2 hot상태에서 대기대체예비력을 제공할 수 있는 복합발전기의 설비용량

Table 2 The plant capacity of the combined cycle generator able to provide non-spinning reserve on hot condition

구분	대기대체예비력		제공가능설비용량		전체설비용량 (MW)
	20분 대기 (MW)	120분 대체 (MW)	20분 대기 (MW)	120분 대체 (MW)	
CC	0	8,494	0	19,287	27,702
GT	877	12,771	5,105	17,780	18,356

수 있다. CC기준으로 120분 대체예비력을 확보하는데 쓰이는 설비용량은 복합발전기 총 설비용량의 70%($19,287 \div 27,702 \times 100$) 수준이다. 이는 120분 대체예비력을 확보하기 위해 복합발전기가 제공할 수 있는 약 1.4배($27,702 \div 19,287$)에 달하는 발전량을 포기해야한다.

2.2.2 cold상태에서 복합발전기의 대기대체예비력

복합발전기가 cold상태에서 제공할 수 있는 대기대체예비력은 hot상태보다 더 많은 기동 소요시간이 소요되기 때문에 감소한다. 전체 복합발전기가 cold상태에서 확보할 수 있는 대기대체예비력을 살펴보면 표 3과 같다.

표 3 cold상태에서 대기대체예비력을 제공할 수 있는 복합발전기의 설비용량

Table 3 The plant capacity of the combined cycle generator able to provide non-spinning reserve on cold condition

구분	대기대체예비력		제공가능설비용량		전체설비용량 (MW)
	20분 대기 (MW)	120분 대체 (MW)	20분 대기 (MW)	120분 대체 (MW)	
CC	0	2,571	0	11,746	27,702
GT	366	10,629	2,118	16,980	18,356

Cold상태에서도 CC모드에서 확보할 수 있는 20분 대기예비력은 0MW이며, GT단독 기동에서 확보할 수 있는 20분 대기예비력은 366MW로 hot상태보다 적다. 또한 cold상태에도 366MW의 20분 대기예비력을 확보하기 위해 약 9배($2,118 \times 1.5 \div 366$)에 달하는 발전량을 포기해야한다.

Hot상태와 마찬가지로 cold상태에서도 CC와 GT모드 모두 120분 대체예비력을 충분히 확보할 수 있다. hot상태와 차이점은 cold/hot상태의 큰 증발율 차이로 인해, cold상태에서 제공가능한

설비용량이 CC보다 GT모드에서 더 크다. 120분 대체예비력을 확보하기 위한 복합발전기의 설비용량은 전체 복합발전 설비용량의 60% (16,980÷27,702)수준이다.

2.3. 대기대체예비력 발전기의 우선순위

복합발전기의 대기대체예비력과 양수발전기의 대기예비력 사이의 우선순위를 설정하기 위해 예비력 가격을 비교해야한다.

수요가 낮을 경우, 복합발전기는 대부분 정지 상태이며, 이때 복합발전기의 대기대체예비력 1MW 제공비용은 0이다.

하지만 수요가 높을 경우에는 2.2절에서 언급된 바와 같이 대기대체예비력 가격이 높게 책정된다. 복합발전기는 20분 대기예비력을 제공하기 위해 약 9배에 달하는 발전량을 포기해야한다. 따라서 복합발전기의 20분 대기예비력은 다음과 같이 계산된다.

$$(\text{한계비용} - \text{발전단가}) \times 9 \quad (3)$$

또한 복합발전기는 120분 대체예비력을 제공하기 위해 약 1.4배에 달하는 발전량을 포기해야한다. 따라서 복합발전기의 120분 대체예비력은 다음과 같이 계산된다.

$$(\text{한계비용} - \text{발전단가}) \times 1.4 \quad (4)$$

양수발전기의 경우 펌핑을 통해 전력을 생산하고, 대기예비력을 확보할 수 있기 때문에 예비력 비용은 하루 전 계획에서와 동일하다. 양수발전기의 대기예비력 1MW 제공 비용은 다음과 같이 계산된다.

$$\min(\text{한계발전비용}, \text{추가펌핑비용}) - \text{잔존비용} \quad (5)$$

따라서 대기대체예비력 공급의 우선순위는 전력시장 운영규칙에 명시된 예비력기준 중 동하계, 평시로 나눠서 설정할 수 있다. 동하계의 경우 120분 예비력은 복합발전기와 양수발전기가 동시에 담당하여, 예비력가격이 더 낮은 발전기가 담당하게 된다. 이 경우, 수요가 낮을수록 복합발전기의 담당비중이 증가할 것이다. 평시의 경우 복합발전기가 대부분 기동상태이기 때문에 양수발전기, 정지 상태인 일부의 복합발전기 순으로 예비력을 담당하게 된다.

2.4 수정된 양수발전기의 모델

상용화된 E-terracommit의 양수발전기 모델에는 발전량 계산 시 상부저수지 수위가 고려되어 있지만, 예비력 계산 시에는 고려되어 있지 않다. 이로 인해 양수발전기의 상부저수지 수량이 모두 소진된 상태에서 대기대체예비력이 할당되는 경우 수급에 문제가 발생할 수 있다. 따라서 기존모델에 다음과 같은 조건을 추가하여 모델을 수정하였다.

하루 전 계획을 작성할 때, 양수발전기가 예비력을 담당하면 예비력을 확보하는 만큼 수량을 감소시켜야한다. 하지만 실제로

이 수량이 사용되는 것이 아니고, 실제 상부저수지에 남아있는 수량과 할당된 예비력으로 인해 감소한 수량에 따른 수위를 구분하기 위함이다. 예비력을 고려한 양수발전기 상부저수지의 가상 수량을 구하면 수식 (6)과 같다.

또한, 펌핑시 양수발전기는 전력계통의 부하가 되기 때문에 수식 (7)과 같이 표현할 수 있다.

$$RVOL_{(i,t)} = RVOL_{(i,t-1)} + Pump_{(i,t)} - P_{gen} - \sum_{k=1}^5 Res_{(i,k,h)} \quad (6)$$

(if $t \neq 24, 48, 72 \dots$)

여기에서,

- RVOL : 예비력을 고려한 상부저수지 가상의 수량
- Pgen : 양수발전기 발전량
- Pump : 양수발전기의 펌핑 시 소모되는 전력량
- eff : 양수발전기의 효율
- Res : 각 시간동안 할당된 양수발전기 예비력 (k는 예비력의 종류)

$$Load_{(t)} = Load_{(t)} + \sum_{i \in PP} Pump_{(i,t)} \quad (7)$$

여기에서,

- Load : 양수발전기의 펌핑동작 시 표현되는 부하
- PP : 양수발전기의 집합

양수발전기가 예비력을 제공한 뒤 상부저수지의 수량에 대하여 잔존가치를 반영하였다. 양수발전기에 할당된 예비력이 향후 예비력으로 사용될 수 있기 때문에 잔존가치의 반영은 목적함수에서 비용을 감소시키도록 처리하였다.

기본 목적함수에 양수발전기의 잔존가치를 반영하여 수정된 목적함수는 다음과 같다.

$$\min \sum_{t=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^n C_i P_i(t) \right) - \sum_{pp=1}^m shadowp \cdot \sum_{k=1}^5 Res(PP, k, t) \quad (8)$$

여기에서,

- $C_i P_i(t)$: 시간 t동안 발전기i의 $P_i(t)$ 만큼의 발전비용
- shadowp : 양수발전기가 예비력을 제공한 경우 예비력의 잔존 가치

2.5 사례연구

현재 사용되는 E-terracommit(현행모델)에는 양수발전기의 상부저수지 수량과 대기예비력 제공 간에 연계가 제대로 되어있지 않다. 이에 따라 양수발전기에 공급할 수 없는 허위의 예비력이 할당된다. 따라서 양수발전기의 상부저수지 수량과 예비력을 연계하기 위해 2가지 모델을 제안하여 사례연구를 실시했다. 동계, 춘계, 하계의 3가지 case에 대하여 시뮬레이션을 실시하였고, 시뮬레이션에는 M-CoreS²⁾가 이용되었다.

2.5.1 사례연구 모델 설정

사례연구에는 기존의 E-terracommit(현행)모델과 최적화모델, 대기대체예비력 우선할당(수동)모델을 이용되었으며, 2011년도 수요 및 발전량 데이터를 사용하여 진행했다.

최적화 모델은 M-CoreS프로그램에 양수발전기의 상부저수지 수량과 예비력을 연계시켜 가상의 수량을 추가한 모델이다. 예비력 비용에 따라 복합 및 양수발전기의 우선순위를 할당하여 적절하게 타 발전기가 기동될 수 있도록 했다.

우선할당모델은 단계적으로 적용할 수 있는 안으로써 수요에 따른 복합 및 양수발전기의 예비력비용을 비교하여 대기대체예비력을 수동으로 우선할당 하는 모델이다. 이 방법은 4가지 단계로 나뉜다.

1단계, 양수발전기의 공급활용을 검토한다. 높은 수요 시, 양수발전기를 심야시간동안 펌핑시켜 만수위로 유지시키고 공급부족량에 가까운 양수발전기 조합을 선택하여 시간별 공급을 통해 공급부족분을 해결한다. 2단계, 복합발전기가 제공해야하는 대기대체예비력을 산정하고, 부족한 예비력은 각 양수발전기에 배분한다. 3단계, 수요예측오차가 큰 경우, 1~2단계에서 선택되지 않은 양수발전기 각각에게 출력을 배분한다. 수요예측오차가 크지 않은 경우 바로 4단계로 넘어간다. 4단계, 단계 1~3에서 선택되지 않은 발전기가 있는 경우, 남은 양수발전기로 경제양수를 수행한다.

수요예측오차에 따른 양수발전기 운영시간은 하계(7~9월)는 14시간, 동계(1~3월, 11~12월)는 17시간, 춘/추계(4~6월, 10월)는 8시간으로 산정하였다.

2.5.2 동계 모의

동계 모의를 위해 최대수요가 중유발전보다 더 크기 때문에 양수발전기가 발전하지 않으면 공급이 불안할 수 있었던 1월 11일 데이터를 선택했다.

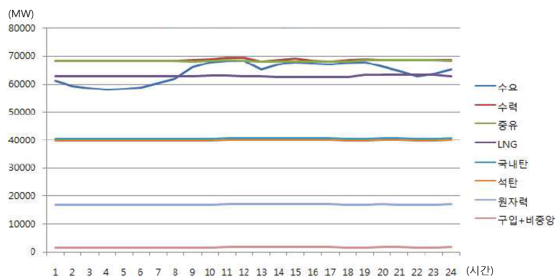


그림 2 2011년 1월 11일 수요와 발전설비용량
Fig. 2 Demand and generator capacity on January 11 2011

수정된 양수발전기의 모델에 따라 양수발전기가 예비력을 제공하는 만큼 상부저수지 수량이 소진되어야 한다. 하지만 1월 11

2) M-CoreS는 E-terracommit과 유사한 일별 발전계획용 사용 프로그램이다. “장인의 공간”에서 개발하였으며 한국전력이나 일부 발전회사에서 사용되고 있다.

일은 상부저수지 수위를 고려하면 운영예비력 4,000MW가 확보되지 못한다. 따라서 모의를 위해 1,000MW의 수요를 감축하여 모의를 진행하였다.

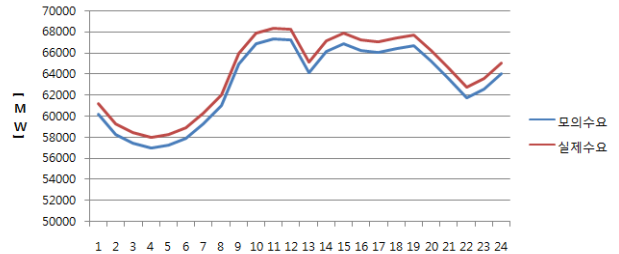


그림 3 실제수요와 모의수요
Fig. 3 Actual demand and simulated demand

대기대체예비력 우선할당 모델은 양수발전기의 발전량 및 예비력을 할당하기 위해 먼저 공급활용을 검토하여 수력과 화력발전기로 운전예비력 확보가 어려운 시간을 계산했다. 그 결과 9~20시 사이에 17,584MWh의 전력이 부족했고, 이를 해결하기 위해 양수발전기가 1~8시까지 펌핑 하고, 9~20시 사이에 출력을 배분했다. 2단계 양수발전기의 예비력 활용을 검토하면, 복합발전기는 20분 대기예비력을 거의 확보할 수 없다. 따라서 양수발전기가 대부분의 20분 대기예비력을 담당해야 하지만 배분되어야할 예비력이 부족한 상황이 발생했다. 1~2단계에서 양수발전기의 수량을 모두 소진하였기 때문에 3단계 이후는 고려할 필요가 없다.



그림 4 양수발전기의 발전량 비교(동계)
Fig. 4 Comparison of the PHS output(Winter)



그림 5 양수발전기의 20분 대기예비력 비교(동계)
Fig. 5 Comparison of the PHS's 20min stand-by reserve (Winter)

양수발전기의 발전량 및 20분 대기예비력은 그림 4, 5와 같다.

E-terracommit모델은 효율이 좋은 양양, 산청, 청송 양수발전기에서 많은 발전과 펌핑을 하고, 20분 예비력에는 효율이 좋지 못한 무주, 삼랑진, 청평 양수발전기에서 거의 확보하도록 하는 결과가 나타났다. 하지만 무주, 삼랑진, 청평 양수발전기에서 이미 발전에 사용한 수량에 때문에 실제로는 20분 예비력을 제공할 충분한 수량이 남아있지 않았다.

최적화 모델에서도 마찬가지로 효율이 좋은 양수발전기에서 발전과 펌핑이 많았다. 하지만 20분 대기대체예비력은 여러 양수발전기에서 확보할 수 있도록 골고루 배분되었다.

대기대체예비력 우선할당 모델은 무주, 삼랑진, 청평, 청송양수에서 대부분 수급을 담당했다. 20분 대기예비력은 양양, 산청 양수발전기에서 대부분을 담당했지만 배분되어야할 20분 대기예비력이 부족한 상황이 초래되었다. 3가지 모델에 대한 발전비용은 E-terracommit 모델 81,394,383천원, 최적화 모델 85,490,508천원이었다.

2.5.4 준계 모의

준계 모의를 위해 수요가 LNG발전기의 설비용량보다 낮은 예비력이 충분했던 5월 17일 데이터를 선택했다.

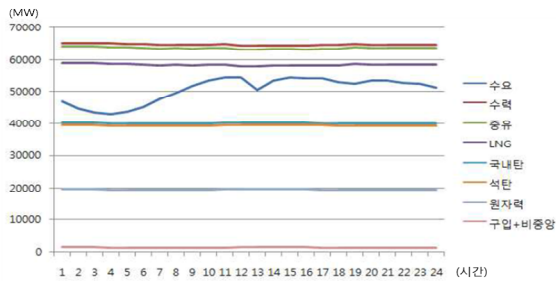


그림 6 2011년 5월 17일 수요와 발전설비용량
Fig. 6 Demand and generator capacity on May 17 2011

준계에는 20분 예비력이 아닌 120분 예비력 1,500MW를 확보해야한다. 이때는 정지된 복합발전기가 많은 상태이기 때문에 모든 모델에서 양수발전기가 120분 예비력을 담당하지 않는다. 시뮬레이션 결과는 3가지 모델 모두 비슷한 수준으로 나왔다. 따라서 예비력이 충분한 상황에서는 양수발전기의 상부저수지와 예비력이 연계되어 있지 않아도 계통 운영에 거의 영향을 미치지 않았다. 3가지 모델에 대한 발전비용은 E-terracommit 모델 50,876,437천원, 최적화 모델 50,954,450천원, 우선할당 모델 51,176,771천원으로 거의 비슷하게 나타났다.

2.5.5 하계 모의

하계 모의를 위해 최소 수요가 석탄발전기의 설비용량보다 크고, LNG발전기의 설비용량보다 큰 8월 9일 데이터를 선택했다. 다음은 이날에 대부분의 수요가 LNG발전기로 충당되지만 일부 시간에는 중유발전기가 발전해야했다.

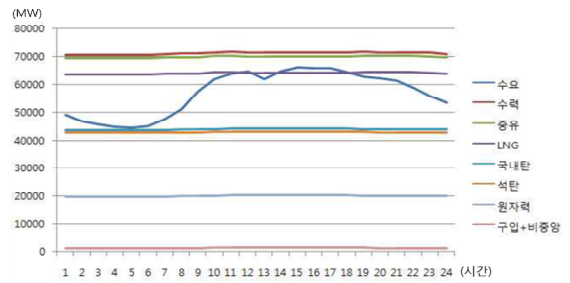


그림 7 2011년 8월 9일 수요와 발전설비용량
Fig. 7 Demand and generator capacity on August 9 2011

대기대체예비력 우선할당 모델에서 양수발전기를 제외하면 20분 대기예비력을 충당할 발전기가 부족한 상태이다.

따라서 바로 2단계로 넘어가서 예비력 활용을 검토한다. 대부분의 복합발전기가 기동상태이기 때문에 복합발전기로 확보할 20분 대기예비력이 부족하다. 이로 인해 양수발전기가 대부분의 20분 대기예비력을 담당한다. 하지만 복합발전기가 정지되는 심야 시간에는 양수발전기가 확보해야할 예비력이 조금 감소했다. 발전가능한 양수발전기가 존재하기 때문에 3단계로 진행하여, 양수발전기의 하계운영 14시간에 맞추어 발전 가능량을 배분한다.

하계 모의결과 동계와 매우 유사한 패턴을 보인다. 제안된 2가지 모델에서 20분 대기예비력의 확보를 위한 펌핑량이 많다. 하지만 최적화 모델의 경우 심야시간에 펌핑을 하여 주간시간에 양수발전기의 발전량을 증가시켰다.



그림 8 양수발전기의 발전량 비교(하계)
Fig. 8 Comparison of the PHS output (Summer)

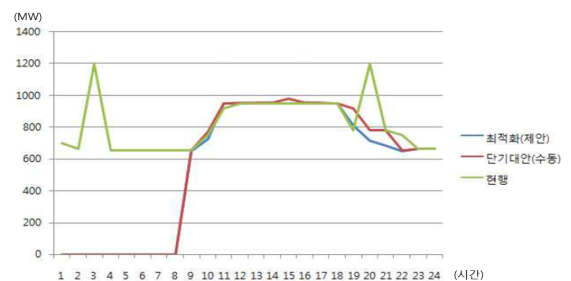


그림 9 양수발전기의 20분 대기예비력 비교(하계)
Fig. 9 Comparison of the PHS's 20min stand-by reserve (Summer)

제안된 2가지 모델에서 20분 대기예비력은 비슷한 수준으로 확보된다. E-terracommit 모델에서는 양수발전기와 상부저수지의 예비력 연계가 제대로 되지 않기 때문에 1,000MW를 초과하는 허위의 예비력이 할당되는 결과가 나타났다. 3가지 모델의 발전 비용은 E-terracommit 모델 62,376,891천원, 최적화 모델 64,662,063천원, 우선할당 모델 65,680,296천원으로 비슷한 수준이었다.

2.5.6 사례연구 결과분석

모든 case에서 발전비용은 현행 E-terracommit 모델에 비해 우선할당, 최적화 모델에서 조금 더 높게 나타났다. 하지만 동계를 제외한 춘계, 동계에서는 비용적인 차이가 크지 않고, 비슷한 수준이었다. 예비력이 충분한 춘계를 제외한 하계와 동계에서 기존모델은 공급할 수 없는 허위의 예비력을 양수발전기에 할당하였다. 동계의 경우 우선할당 모델에서는 상부저수지에 저장된 수량이 부족하여 예비력을 확보하지 못하는 문제가 발생하였다. 하지만 이 경우에는 심야시간동안 펌핑을 많이 함으로써 문제를 해결할 수 있다.

따라서 사례연구결과를 통해서 현행모델보다 제안된 2가지 모델에서 상부저수지 수량을 고려하여 적절한 예비력을 확보할 수 있다는 사실을 알 수 있었다.

3. 결 론

본 논문에서는 동하계의 계통운영에서 현재와 같은 방식으로 발전계획이 수립되는 경우, 양수발전기가 예비력을 공급할 때 상부저수지 수량을 고려되지 않아 공급할 수 없는 허위의 예비력이 할당된다는 사실을 확인했다.

이에 따라 양수발전기가 허위의 예비력을 제공하지 않고, 보다 효과적으로 대기예비력을 제공할 수 있는 3가지 안을 제시하면 다음과 같다. 상부저수지 수량과 예비력을 연계하여 최적화 시키는 방안, merit order로 정지 복합발전기가 존재하는 경우 정지 복합발전기와 양수발전기의 1,000MW를 대기대체예비력으로 확보하는 방안, 대기대체예비력을 현행기준에서 양수발전기로 1,000MW 확보하는 방안이 있다.

그리고 향후에는 양수발전기가 공급할 수 있는 예비력의 실제 경제적 가치산정을 반영한 보조서비스 정산제도 개선 방안에 대한 추가적인 연구가 필요할 것으로 전망된다.

감사의 글

본 논문은 2012학년도 홍익대학교 학술연구진흥비에 의하여 지원되었음

References

- [1] National Hydropower Association(NHA), "Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development", A White Paper Developed by NHA's Pumped Storage Development Council, pp. 5~6, 2007.
- [2] PJM, "Resource Commitment and Dispatch in the PJM Wholesale Electricity Market", p17, 2011.
- [3] Korea Power Exchange, "Evaluation of Supply Reserve and Operating Reserve Requirements Considering Enlargement of Power System Scale", pp. 119~120, 2011.
- [4] Korea Power Exchange, "A Study on Pumped Hydro Storage Operation Plan Considering Power System Reliability", 2013.
- [5] Korea Power Exchange, "The Market Operating Regulation", 2011.
- [6] Korea Power Exchange, "Korean Power System Generation Utility Status at 2011", pp. 339, 2012.

저 자 소 개



정 승 훈(Seung-Hoon Jeong)

1987년 2월 2일생. 2012년 홍익대학교 전자전기공학부 졸업. 2014년 동 대학원 전기정보제어공학과 석사. 2014년~현재 동 대학원 전기정보제어공학과 박사과정



전 영 환(Yeong-Han Chun)

1961년 2월 8일생. 1983년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1985년 동 대학원 전기공학과 석사. 1985~1994년 한국전기연구원 연구원. 1997년 일본 동경대학교 전기공학과 박사. 1998~2002년 한국전기연구원 그룹장. 2002~현재 홍익대학교 전자전기공학부 교수.