Development of Supply Capability Calculation and Prediction Technology for Generator

발전기 공급능력 산정 및 예측 기술개발

Euihwan Kim†, Youngmo An, Eunkee Hong
김의환†, 안영모, 홍은기

KEPCO Research Institute, Korea Electric Power Corporation, 105 Munji-ro Yuseong-gu, Daejeon 34056, Korea
† ehwk@kepco.co.kr

Abstract

Supply Capability of the generator, if the maximum demand occurs, refers to the maximum power that can be stably supplied and it is possible to maintain stable power supply to be greater than actual load. However, unexpected power demand and reduction in supply Capability due to stop of unexpected generator in operation can temporarily make a big chaos in power system. In fact, due to a lack of power supply Capability in the country, enforced emergency load adjustment to the September 15, 2011, the circulation power outage has occurred in several cities. As the result, interrupted operation of the elevator and stopped hospital medical equipment led to a great deal of trouble to people's lives, causing a social problem. At that time, it was found that a failed frequency control because of smaller actual supply Capability than that of predicted. The difference was about 1,170 MW with Gas turbine power plant. By accurately calculating the generator supply capability, we can not only grasp the power reserve rate, but also correspond to the time of power supply instability.

Keywords: Combined cycle, supply capability, generator, actual load, gas turbine, power output, condenser vacuum, correction value, steam turbine, power plant

I. 서론

발전기공급능력은 최대수요가 발생하였을 경우 안정적 공급이 가능한 최대전력을 가리키는 것으로 실제 부하의 크기에 비하여 항상 커야만 안정적인 전력공급이 가능하다. 하지만 예기치 못한 전력수요의 급증이나 운전 중인 발전기의 불시 정지에 따른 공급능력의 저하는 일시적으로 전력계통을 불안하게 만들 수 있다. 국내외적으로 일시적인 공급능력부족으로 인한 대규모 정전 사례는 쉽게 찾아볼 수 있다. 2012년도 7월 31일에 인도에서 발생한 Black Tuesday라 불리는 대정전 사태는 아마도 역사상 최대 규모의 정전사고로서 인도의 28개 주 중 20개 주에서 발생하였다. 이 대규모의 사고는 인도의 전력시스템이 지난 수년간 심각한 압박상태였음을 여실히 보여주는 것이다. 국내에서도 실제로 공급능력의 부족으로 인하여 2011년 9월 15일에 긴급 부하조정이 시행되어 여러 도시에서 순환정전이 발생하였으며 엘리베이터의 가동이 중단되고 병원의 의료기기가 정지되는 등 사회적 문제를 야기해 국민 생활에 막대한 지장을 초래하였다. 이 당시 실제 공급능력이 예측한 공급능력보다 전체적으로 3,190 MW가 부족하였는데 이중에서 복합화력이 1,170 MW 차이가 발생되어 주파수 제어에 실패한 것으로 알려졌다. 따라서 발전기공급능력을 정확하게 산정함으로써 전력예비력을 파악할 수 있을 뿐만 아니라 전력수급의 불안정시에도 능동적으로 대응할 수 있다. 하지만 시시각각으로 변화되는 전력수요에 대응하여 공급능력을 원활하게 유지하는 것은 쉬운 일이 아니다. Fig. 1은 발전기공급능력에 대한 개념도로서 발전기가 정상운전상태에서 발전이 이루어질 경우 현재출력은 운전조건 및 외부조건에 따라서 변동될 수 있음을 알 수 있고 또한 최대 공급능력 이하에서 발전량이 형성되는 것을 알 수 있다.

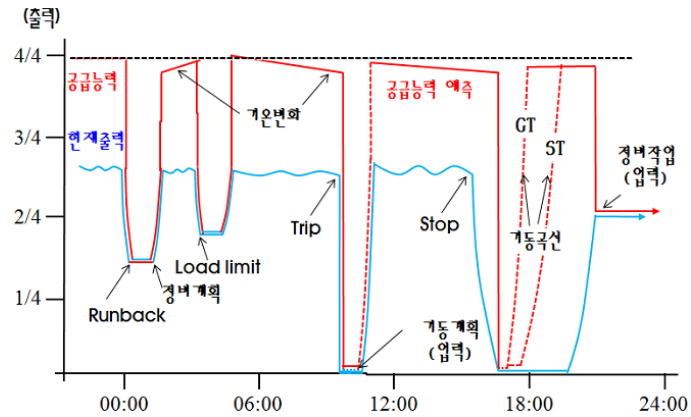

Fig. 1. Diagram of generator supply capability.

Manuscript received April 22, 2016, revised July 20, 2016, accepted August 2, 2016
ISSN 2465-8111(Print), 2466-0124(Online), DOI http://dx.doi.org/10.18770/KEPCO.2016.02.03.425
This paper is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License. This paper is available online at http://journal.kepco.co.kr

II. GAS TURBINE 공급능력 변수

발전기공급능력을 정확하게 산정하기 위해서는 발전기의 출력에 영향을 미치는 발전기 운전시의 내부 또는 외부 Parameter를 도출하여 발전기가 실시간으로 공급 가능한 가용용량을 산정하는 것이 중요하다. 물론 여기서 발전원별로 발전기의 특성 및 운전조건이 차이가 존재하므로 그러한 특성이 고려되어야 한다. 본고에서는 발전원별 발전 기중에서 비교적 외부조건과 운전조건의 영향을 많이 받는 복합화력발전기의 공급능력산정 및 예측기술에 관한 연구 결과를 기술하고 있다. 복합화력 발전기는 Combined Cycle로서 일반화력 발전에 비하여 Thermal efficiency가 높고 건설기간을 단축할 수 있으며, 입지선정에도 유리한 점이 많기 때문에 최근에 많은 설비가 준공되어 운영되고 있다. Combined cycle efficiency는 50% 내외로 높은 장점을 가진 반면에 주기적인 정비가 필요하고 부품가격이 상대적으로 높은 것이 단점으로 평가되고 있다. 또한 외부조건에 의해서 발전기출력의 영향이 적은 화력발전에 비하여 가스터빈의 발전기출력은 변화의 폭이 상대적으로 높은 것으로 알려져 있다. 이것은 가스터빈 발전기가 채용하고 있는 Brayton cycle에서 영향을 찾아볼 수 있다. 가스터빈은 구조상으로는 통상 Compressor, Combustor, Turbine의 세 가지 기본요소로 구성되어 있으며 Compressor에서 압축한 공기로 Combustor에서 연료를 연소시켜서 발생된 고온고압의 가스가 Turbine을 구동하고 난 배기가스는 대기로 방출되며, Combined cycle에서는 배기가스가 배열회수 보일러(HRSG)에서 Steam을 생산하여 복합증기터빈에서 다시 한번 전력을 생산하게 된다. 복합화력 발전설비에서 발전기출력에 영향을 주는 외부변수로는 Compressor in air temp & Pressure, Humidity, Compressor 오염도, Deviation pressure 등이 있고 복합화력 증기터빈에서는 간접적인 영향변수로 Condenser vacuum, Power factor 등이 있다. 특히 이중에서도 정도의 차이는 있겠으나 Air Temp와 Air Pressure의 영향이 가장 큰 것으로 분석되었으며, 500 MW 복합사이클의 경우 20 °C 변화에서 35 MW의 발전기 출력변화가 발생하는 것으로 보고되어 있다. 이와 같은 요인은 Compressor inlet에서 흡입하는 Air의 체적유량은 일정하지만 외기조건에 따른 질량유량이 변하기 때문에 결국은 가스터빈 출력에 영향을 미치게 된다. 이러한 점을 고려하여 A 복합화력 발전소를 대상으로 공급능력을 산정하기 위한 기술개발에 착수하였다. 먼저 Combined cycle로 운전되는 본 설비에 있어서 가스터빈 공급능력은 발전설비가 운전 상황일 때를 조건으로 한정한다. 왜냐하면 정지중인 발전기는 발전원별로 기동시간의 차이가 많이 발생 할 뿐만 아니라, 기동 후에도 정확한 발전기 출력을 확신하는 것이 쉽지 않기 때문이다. 즉 정상적으로 기동을 못하는 경우가 발생 할 수 있으므로 공급능력으로 산정할 수 없다. 다만 발전기가 계통병입이 되었다면 공급능력을 산정하는 발전기의 범위로 포함된다. 이러한 제반 사항을 고려해서 발전기의 공급능력을 산정하기 위해서는 우선 발전기의 정상상태와 비정상상태의 공급능력에 대한 정의가 필요하다. 정상운전 공급능력은 현재의 대기온도에서 발전할 수 있는 최대출력으로 IGV (Inlet Guide Vane)를 최대로 개방하여 공기량을 최대로 한 후 연료를 가감하여 Gas Turbine in temperature를 제어하게 된다. 비정상운전 공급능력은 가스터빈이 비정상영역으로 진입하여 정상적인 출력증발이 어려운 상태의 공급능력을 말하는 것으로 발전기의 현재출력이다. 이와 같이 정상운전과 비정상운전을 고려한 최종 공급능력은 정상운전 공급능력과 비정상운전 공급능력을 선택한 다음 설계최대치와 비교하여 작은 값이 최종 공급능력으로 산정한다.

전력거래소의 전력수요관리에 있어서는 발전기의 공급능력 산출은 발전사업자가 하루 전 기상청 일기예보 및 발전기 상태를 참고하여 공급능력을 예측하고 전력거래소에 입찰한 발전량을 기준으로 한다. 따라서 복합화력의 경우 기상청 일기예보 (Air Temp)의 오차가 클수록 공기밀도에 큰 영향을 받는 가스터빈의 특성으로 인하여 예측 공급능력의 정확도가 떨어질 수밖에 없다. 석탄화력 발전기를 포함한 다른 발전기도 발전소의 보조기기 고장 등으로 내부 상태가 변동되면 예측한 공급능력에 오차가 발생할 수 있다. 따라서 공급능력을 실시간으로 산출하는 시스템이 필요하며 다음과 같이 두 가지 방안을 생각할 수 있다.

III. 공급능력 예측 시스템 개요

다음 Fig. 2와 같이 발전소 DCS (Distributed Control System, 분산제어설비)에 반영하는 방법으로 이 방법은 발전소에서 운전 중인 DCS에 표준기호로직을 이식하는 방법으로서 발전소 DCS에 반영하는 방법인데 'DCS ~ 발전소 RTU'의 신호 외에는 별도의 입출력을 할당할 필요도 없고 신호선 포설을 위한 공사도 불필요하므로 비교적 간단하면서 비용이 거의 수반되지 않는다. 다음 Fig. 3과 같이 별도 서버를 설치하는 방법이 있는데 이 방법은 발전소에서 운전 중인 DCS 외에 별도의 장치를 설치하여 표준기호 로직을 이식하는 방법으로서 'DCS ~ 발전소 RTU'의 신호는 물론 모든 입출력을 DCS에 할당해야 하고 신호선 포설을 위한 공사도 벌여야 하므로 앞에서의 방법보다는 조금 더 복잡하게 된다. 또한 별도의 장치와 설치공사를 위한 비용이 상당히 수반된다. 이번 실험에서는 위와 같은 조건을 고려하여 실험의 독립성과 기존설비에 대한 간섭을 배제할 수 있는 두 번째 방법을 선택하여 Fig. 4처럼 별도의 공급능력 산정 Sever와 공급능력예측 Sever를 설치하여 시스템을 구성하였다. 발전기 운전데이터는 기존설비의 PI Sever에서 실시간으로 전송받은 다음에 공급능력 산정 시스템에서 수집한 후에 개발된 공급능력 산정기술을 적용하여 발전기 공급능력을 산정한다. 실험대상으로 선정한 A 복합화력 발전설비는 가스터빈 2대와 증기터빈 1대가 조합된 2:1 방식으로 천연가스를 연료로 사용하는 시스템으로 구성되어있다. 이 발전소 가스터빈의 Base Load는 온도 15 °C, 기압 1,013 mbar, 상대습도 60%에서 106.7 MW이고 증기터빈은 111.5 MW이며 Combined cycle 출력은 327.2 MW (Mode III Condition) 이다. Gas turbine 단독운전을 위한 By pass Damper는 설치되지 않았으며 발전기의 공급능력은

Fig. 2. Method of using DCS.

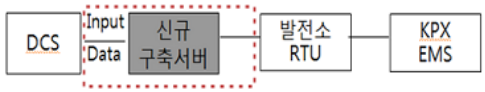

Fig. 3. Method of installation for special sever.

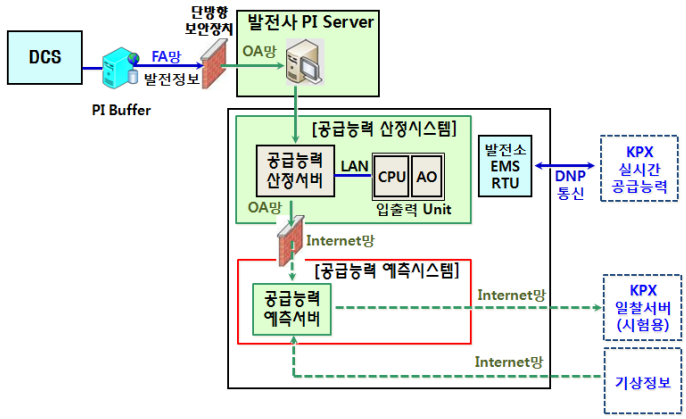

Fig. 4. Block diagram of supply capability for prediction system.

발전단(Gross)을 기준으로 산정하였다.

IV. GAS TURBINE 공급능력 실험결과 및 고찰

국민생활과 직접 관련 있는 전력을 생산하는 발전기를 대상으로 발전기 공급능력을 실험하는 것은 현실적으로 쉬운 일이 아니다. 따라서 최종적으로 현장에서 실험을 통하여 기술개발에 대한 검증이 필요하지만 중간에는 그에 버금가는 대안실험을 통하여 시행착오와 오류를 줄일 수 가 있다. 이에 착안하여 발전기출력에 영향을 주는 Parameter를 도출하고 알고리즘을 구성하고 Logic을 설계하여 이를 표준모델링 기술개발을 수행하였다. 즉 Fig. 5와 Fig. 6과 같이 발전기출력의 Logic을 설계하고 Fig. 7과 같이 Simulation programming을 구현하여 실제 A 발전소의 1주일 동안의 운전데이터를 수집하여 Simulation을 수행하였다. 이때 적용된 Correction value는 다음과 같다. IGV Inlet temp의 계산식은

C=1-(0.1/15×(X-15)),
Air Pressure는 C=X /1.0332,
Humidity는 C=1-(0.005919×X-0.35514)/100,
Exhaust gas temp deviation는 C= ROUND (1+0.001392×(X-Y),5)

여기서

X: TTXM(°F), Y: TTXL(°F),
Power factor(GT) C=-20+(X-0.95)/0.05×(-60+20),
Power factor(ST)는 C=-20+(X-0.95)/0.95/0.05×(-60+20),
Condenser vacuum은
C=1/IF(760-X)>60, (1+(2.47368/40/100×((760-X60))),
(1+(0.605263/10.232558/100×((760-X-60))) 로 표현할

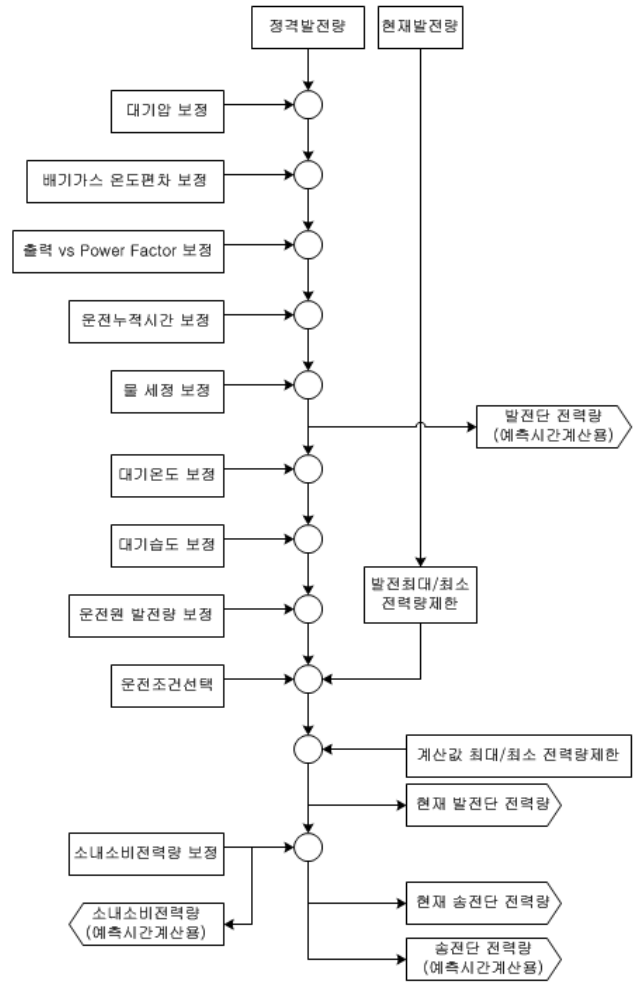

Fig. 5. GT block diagram.

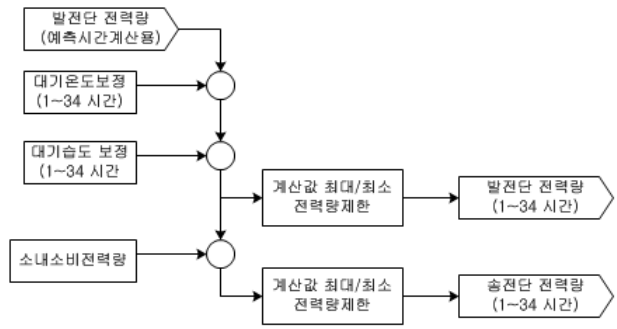

Fig. 6. Block diagram of calculation process for GT.

수 있다.

이와 같은 발전기 출력산정식은 제작사에서 제공한 Correction curve와 실제 성능진단을 통하여 축적된 성능진단 결과를 분석하여 산출하였다. 또한 현재시간의 발전기의 공급능력 값을 산정하는 것을 넘어서 현재시간 이후 시간대의 공급능력을 예측하는 것은 발전기출력을 산정하는 개념보다는 한 차원 높은 것으로서 Actual value로부터 34시간 이후까지 매 시간대별로 공급능력을 예측하는 개념이다. 즉 $[X, (X+1h), (X+2h) \ldots (X+Nh)]$, ($X$: 현재시간, $N = 33$)로 표시할 수 있다. 하지만 현재시간의 공급능력을 산정하는 것과 미래시간의 공급능력을 예측하는 것은 큰 차이가 있다. 왜냐하면 현재시간의 공급능력

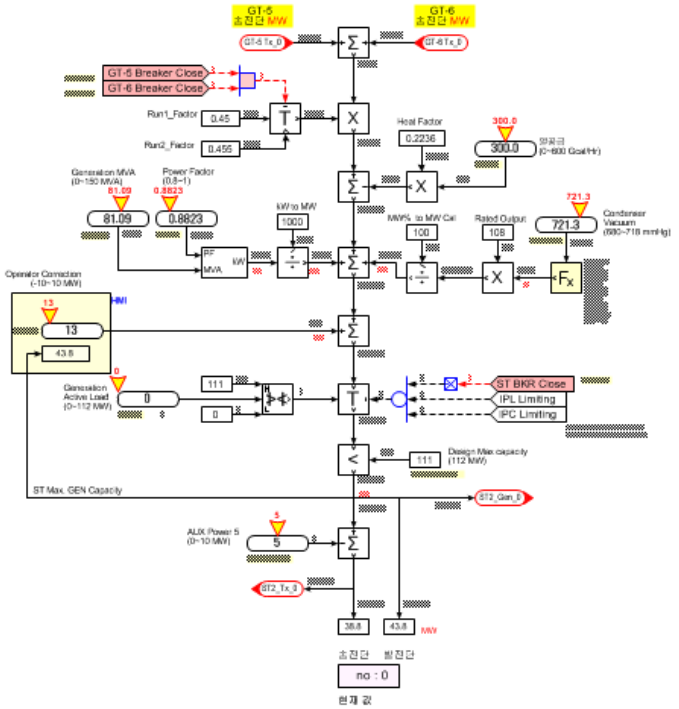

Fig. 7. GT simulation program.

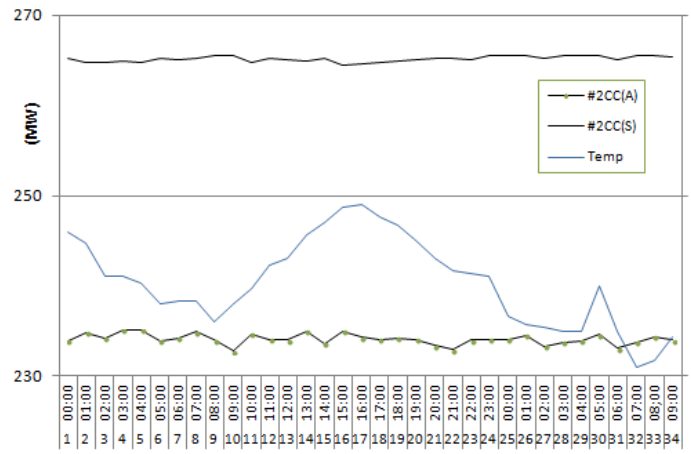

Fig. 8. Result analysis of CC simulation program.

을 산정할 경우에는 운전조건과 외부조건을 운전기록인 DCS로부터 실시간으로 전송받아 영향을 분석하여 발전기 출력을 산정하게 되지만 미래시간의 공급능력을 예측하는 경우에는 해당시간의 운전데이터나 외부조건 데이터가 존재하지 않기 때문에 이용할 수 있는 Parameter를 얻을 수 없다. 결국 공급능력을 예측하기 위한 Logic을 설계할 수 있는 새로운 방법을 찾아야한다. 그 결과 기상청에서 제공 해주는 기상청 데이터에 의존할 수밖에 없다. 기상청에서 제공하는 기상데이터로는 Air temperature, Pressure, Humidity 등이 있는데 이것을 가지고 발전기 공급능력을 예측할 수 있다. 현재의 발전기 출력 값을 근간으로 대기온도에 따른 보정계수를 Base Load에 곱하면 공급능력이 된다. 온도와 최대가능출력, 즉 공급능력을 나타내는 그래프로서 온도를 T (℃)라 하고 최대가능출력 즉 공급능력을 MW라 하면 다음과 같이 MW = 107.8×{1-(0.1/15×(X-15))} 현재의 Gas Turbine 발전기 공급능력을 계산으로 추정할 수 있다. 현재시점을 기준으로 1-34시간 후의 발전기출력에 영향을 주는 요소는 기상청에서 발표하는 3시간 단위의 대기온도, 대기습도를 1시간단위로 계산하고 반영하여 계산하고 순차계산을 하는 방법으로 매 시간의 출력을 구한다. 또한 계산상의 오류를 방지하고자 최대/최소 전력량 제한로직이 있으며, 급전지령소에 보내는 신호는 발전단 출력과 송전단 출력이 있다. 출력에 영향을 주는 요소의 데이터는 발전기 인수성능시험시 제작자가 제출한 그래프를 기준으로 출력변화량 데이터를 추출하여 사용하였다. Logic의 간단한 설명은 위의 Block diagram으로 알 수 있다. 공급능력을 예측하기 위해서는 온도와 가스터빈출력 실측데이터를, 즉 '대기온도-발전기 출력모델'을 활용하며 그렇지 못한 경우에는 가스터빈 제작사가 제시한 기본 데이터를 활용한다. Table 1은 34시간 동안 발전기 운전데이터 및 외기조건 데이터를 발전기공급능력 예측시스템에 입력한 후 Simulation을 통하여 산출한 결과 값이다. 여기서 입력 데이터로 Air temperature, Pressure, Humidity, Actual power output 등이 해당되며 Simulation 결과로서 Supply power 값이 분석된 것이며 Fig. 8에서는 분석한 결과를 Graph로 표현하였다. 실험 분석결과 발전기공급능력 예측 최대 값은 265.6 MW 분석되었으며, 발전기 현재최대출력은 235.1 MW로서 예측 값과 최대출력간의 차이 값인 30.5 MW 의 공급가능 예비력을 산정할 수 있다. Fig. 12는 공급능력예측시스템 Sever를 현장에 설치된 System sever의 Display 화면으로서 현재발전기의 운전 및 출력정보를 보여주고 있다. 즉 각 GT별 발전기의 현재출력, ST 출력, CC 출력, 그리고 공급능력 출력 값을 상세하게 볼 수 있다.

또한 모든 운전 및 외기 Parameter를 지시해 줌으로써 발전기의 운전 상태를 한눈에 파악할 수 있다.

V. STEAM TURBINE 공급능력 실험결과 및 고찰

Combined cycle에서 Steam turbine은 GT와 연계되어 운전되므로 정상운전 공급능력은 GT1과 GT2의 최종 공급능력에 각각의 환산계수를 고려하여 합하면 증기터빈의 정상운전 공급능력이다. 이 계수는 발전기 차단기 신호를 이용하여 가스터빈 운전 댓수에 의한 영향을 고려한다. 환산계수는 발전소 자료를 활용하여 정상운전 공급능력에 따라 $F(x)$를 적용하고 설정치는 다음과 같이 일정하게 한다.

1대 운전 중인 경우는 $F(x)$, $K2$: 0.45, 2대 운전 중인 경우는 $F(x)$, $K2$: 0.455

향후 필요하다면 비정상 운전(Coordination off)의 경우를 대비하여 공급능력에 따른 변동 값을 보다 정밀하게 반영할 수 있도록 $F(x)$를 재설정한다.

이 공급능력에 운전원 보정치를 가산하고 복수기 진공도 저하에 의한 변동 분을 감산하면 정상운전 공급능력으로 된다. 이 계수는 실제적인 진공도 저하 실험을 통한 확인이 불가능하므로 15 ℃를 기준으로 한 발전소 계약서의 설계치를 준용하였다. 다만, 비선형성이 현저하게 나타나는 구간에 대하여는 보간법을 적용하였다.

Table 1. Result of CC simulation

NO	Time	Temp	Hum	Active Load(MW)				Supply Power(MW)			
				GT5	GT6	ST2	2CC	GT5	GT6	ST2	2CC
1	01-Jan-15 12:00:00	-5.2	39.8	98.8	97.9	37.2	233.9	108	108	49.2	265.2
2	01-Jan-15 01:00:00	-5.6	41.1	98.9	98.7	37.2	234.8	108	108	48.7	264.7
3	01-Jan-15 02:00:00	-6.7	43.9	98.6	98.4	37.2	234.2	108	108	48.8	264.8
4	01-Jan-15 03:00:00	-6.7	44.0	99.2	98.8	37.1	235.1	108	108	48.9	264.9
5	01-Jan-15 04:00:00	-6.9	43.6	99.1	98.8	37.2	235.1	108	108	48.8	264.8
6	01-Jan-15 05:00:00	-7.6	43.3	98.6	98.5	36.8	235.1	108	108	49.2	265.2
7	01-Jan-15 06:00:00	-7.5	44.7	98.7	98.5	37.0	234.2	108	108	49.1	265.1
8	01-Jan-15 07:00:00	-7.5	47.9	99.1	98.9	36.9	234.9	108	108	49.3	265.3
9	01-Jan-15 08:00:00	-8.2	48.8	98.3	99.0	36.7	234.0	108	108	49.6	265.6
10	01-Jan-15 09:00:00	-7.6	47.8	98.2	98.0	36.6	232.8	108	108	49.6	265.6
11	01-Jan-15 10:00:00	-7.1	47.2	98.7	98.7	37.3	234.7	108	108	48.7	264.7
12	01-Jan-15 11:00:00	-6.3	45.5	98.2	98.7	37.2	234.1	108	108	49.3	265.3
13	01-Jan-15 12:00:00	-6.1	43.1	98.0	98.8	37.2	234.0	108	108	49.0	265.0
14	01-Jan-15 13:00:00	-5.3	42.8	98.4	98.9	37.7	235.0	108	108	48.9	264.9
15	01-Jan-15 14:00:00	-4.9	43.4	97.7	98.3	37.6	233.6	108	108	49.2	265.2
16	01-Jan-15 15:00:00	-4.4	42.1	98.4	98.8	37.8	235.0	108	108	48.5	264.5
17	01-Jan-15 16:00:00	-4.3	43.7	98.1	98.4	37.8	234.3	108	108	48.6	264.6
18	01-Jan-15 17:00:00	-4.7	46.7	98.0	98.7	37.4	234.1	108	108	48.8	264.8
19	01-Jan-15 18:00:00	-5.0	50.2	98.1	98.6	37.5	234.2	108	108	48.9	264.9
20	01-Jan-15 19:00:00	-5.5	52.2	98.2	98.7	37.2	234.1	108	108	49.0	265.0
21	01-Jan-15 20:00:00	-6.1	55.8	98.0	98.5	36.9	233.4	108	108	49.2	265.2
22	01-Jan-15 21:00:00	-6.5	55.9	97.8	98.4	36.7	232.9	108	108	49.2	265.2
23	01-Jan-15 22:00:00	-6.6	56.5	98.2	98.7	37.1	234.0	108	108	49.0	265.0
24	01-Jan-15 23:00:00	-6.7	58.4	98.4	98.7	37.0	234.1	108	108	49.5	265.5
25	02-Jan-15 00:00:00	-8.0	61.4	98.4	99.0	36.7	234.1	108	108	49.6	265.6
26	02-Jan-15 01:00:00	-8.3	65.0	98.5	99.1	36.9	234.5	108	108	49.6	265.6
27	02-Jan-15 02:00:00	-8.4	65.8	98.0	98.6	36.7	233.3	108	108	49.2	265.2
28	02-Jan-15 03:00:00	-8.5	63.5	98.3	98.8	36.7	233.8	108	108	49.5	265.5
29	02-Jan-15 04:00:00	-8.5	65.8	98.4	98.8	36.7	233.9	108	108	49.5	265.5
30	02-Jan-15 05:00:00	-7.0	69.7	98.5	99.0	37.1	234.6	108	108	49.5	265.5
31	02-Jan-15 06:00:00	-8.5	71.7	98.1	98.6	36.4	233.1	108	108	49.1	265.1
32	02-Jan-15 07:00:00	-9.7	74.9	98.4	98.9	36.5	233.8	108	108	49.6	265.6
33	02-Jan-15 08:00:00	-9.5	75.6	98.7	99.1	36.6	234.4	108	108	49.6	265.6
34	02-Jan-15 09:00:00	-8.7	71.5	98.3	98.8	36.9	234.0	108	108	49.4	265.4

증기터빈 공급능력 예측기술개발에서 GT와 동일하게 사전에 Simulation program을 설계한 후에 운전 Parameter를 입력하여 Simulation을 수행하였다. 1주간의 운전데이터를 이용하여 Simulation을 수행함으로서 당시운전조건에서의 공급능력 산정과 예측을 할 수 있었으며, 실제출력과 비교하면서 Program을 정교화 시킬 수 있었다. 하지만 Simulation만 가지고 실제 현장에서의 발전기의 공급능력을 예측하는 것과는 차이가 발생할 수 있으므로 GT와 같이 현장에서의 실험을 통한 공급능력을 예측하는 과정이 반드시 필요하다. 이를 위하여 공급능력예측 시스템 시제품을 A발전소에 설치한 후에 본격적인 현장실험을 수행하였다. 현장시험은 동계 절에 수행되었으며, 비교적 온도변화가 발생되는 1월달 오전 11시부터 14시까지 4시간 동안 수행하였다. 현장시험결과 당시 Air temperature는 -8.9 ℃에서 15.9 ℃까지 변화의 폭이 분석되었으며, 이때의 Combined cycle 최대출력은 215 MW를 기록하였고, 공급능력 산정 값은 216 MW로 분석되었다. 또한 별도의 공급능력 예측서버에서 공급능력 예측 값도 216 MW로 분석되었다. 이때 오차율을 분석한 결과 최소 0.29%오차율에서 최대 0.47%를 기록하였다. 따라서 상기와 같이 현장시험을 통하여 분석된 공급능력 값은 비교적 정확한 것으로 평가할 수 있으며, 이러한 결과 값은 당초과제의 최종 목표치인 오차율 0.5%를 만족하는 수준이다.

VI. 결론

발전기공급능력 예측기술은 전력수급에 대처하고 안정적인 전력공급을 위하여 필요한 기술이다. 기저부하를 담당하는 화력발전기나 원자력발전기의 경우는 복합발전기 비하여 외기조건의 영향이 비교적 작은 편이지만 복합화력발전기는 외기온도 등 외기조건에 따라서 발전기의 출력변화가 발생되므로 출력변화의 요인을 면밀히 파악하여 발전기의 출력에 영향정도를 산출하여야 한다. 하지만 발전기공급능력을 정확하게 산정하는 것은 매우 어렵고 복잡한 과정이 필요하다. 발전기의 내부 및 외부 Parameter 외에도 경년열화에 의한 Aging factor 등 고려해야 할 사항이 더 많이 있다는 사실을 간과해서는 안 된다. 또한 수많은 발전기 Unit가 합산되어 계통 전체의 공급능력을 보여주게 되므로 발전기의 개별적인 미세한 오차가 쌓여서 전체공급능력의 정확도를 저하시킬 수 있다. 따라서 공급능력산정의 정확도를 높이기위해서는 발전원별로 발전기에 영향을 미치는 모든 파라미터를 도출하여야 하며, 각 파라미터를 정확히 분석하여 정교화 시키는 과정이 필요하다. 이번 실험도 단계적으로 수행하였으며, 1단계로 발전기공급능력 영향 Parameter를 도출 및 분석, 2단계로 Algorithm 구성 및 Logic 설계, 3단계로는 Simulation을 통한 사전점검, 마지막에는 현장발전소를 대상으로 시제품서버를 설치하고 현장시험을

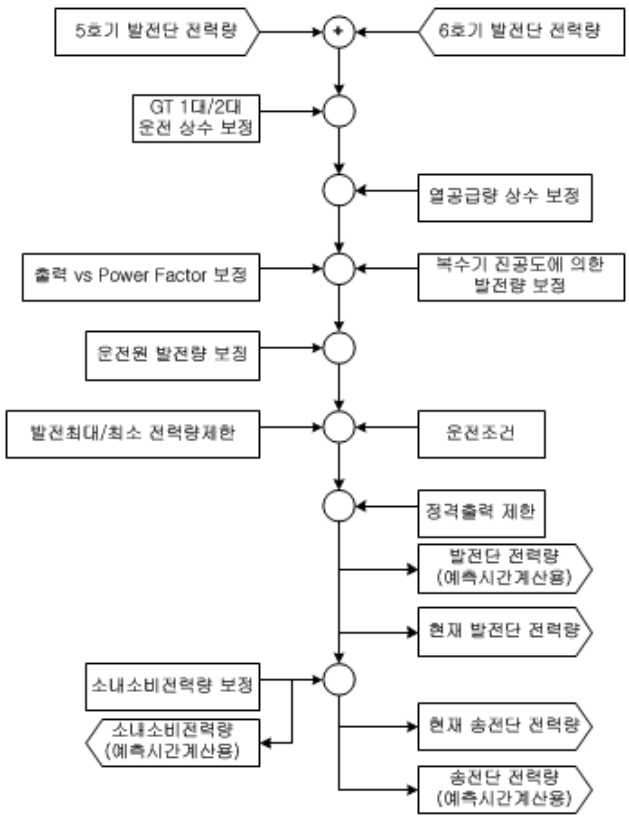

Fig. 9. Block diagram of ST.

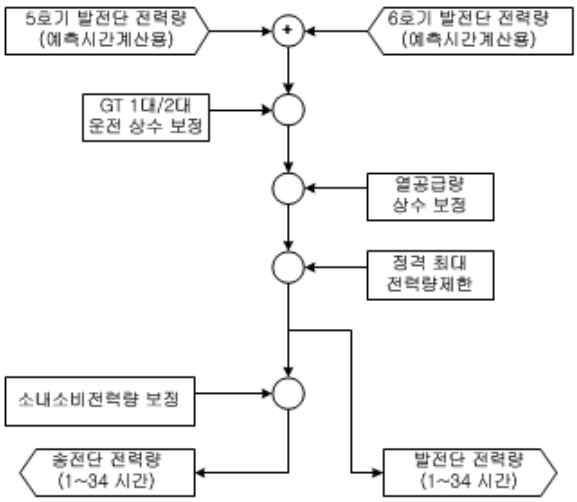

Fig. 10. Block diagram of calculation process for ST.

통하여 검증함으로써 다음과 같은 결과를 얻을 수 있었다. 발전기 공급능력산정 현장시험에서 Actual Load 대비 발전기 공급능력 산정 값은 0.5% 오차 이내의 비교적 정확하게 산출할 수 있었고, 발전기 공급능력을 산정하였으며, 현재시간부터 34시간 이후까지 각 시간대별로 공급능력을 예측할 수 있었다. 따라서 본 기술을 확대 적용함으로서 국내의 총발전량에 대한 공급능력을 산정

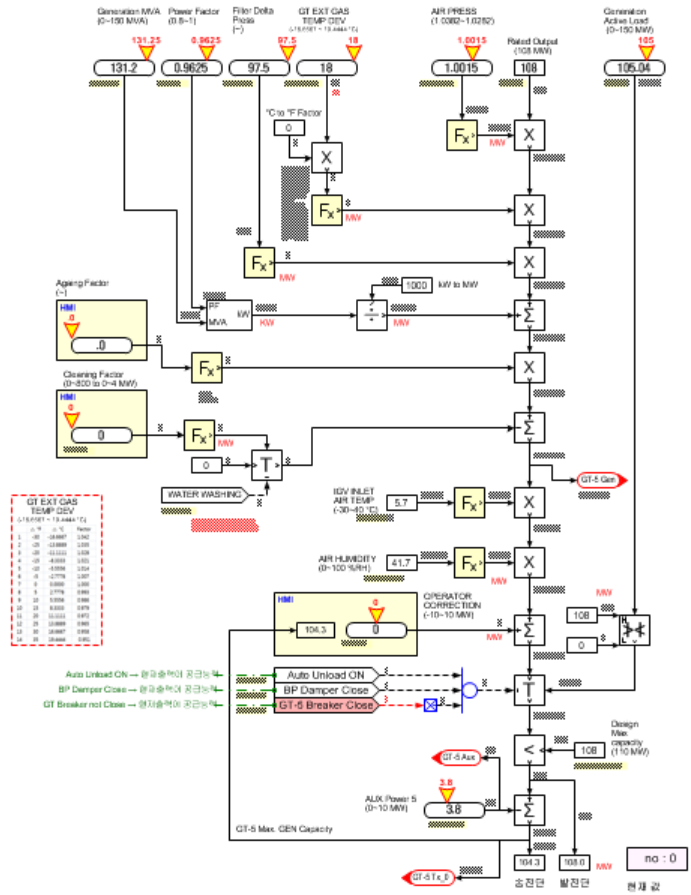

Fig. 11. CC Simulation program.

할 수 있게 되어 전력수급의 안정화에 크게 기여할 것으로 사료된다.

REFERENCES

[1] Euihwan kim, "Algorithm Design of supply Capability for Generator," KEPRI TM, 2014.
[2] "Dictionary of Electric Power Transaction," KPX, 2005.
[3] "Guide book of Performance test", KEPRI 2007.
[4] "ASME PTC 22, Gas Turbine," ASME, New York, 2005.
[5] "ASME PTC 4.4, Heat Recovery Steam Generators," ASME, New York, 2008.
[6] "ASME PTC 46, Overall performance Test Code," ASME, New York, 1996.
[7] Euihwan kim, "Report of Ilsan #2 Unit", KEPRI 2013.
[8] Euihwan kim, "Performance test Information book of Thermal Power Plant", 2014.
[9] Jaehoon Chang "Control of Boiler and Turbine," Korea Power Learning Institute, 2010.
[10] Youngchang kim, "Blackout and power system operation," 2015.
[11] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control," Wiley, 2013.
[12] ASME PTC, "Performance Test Code for Steam Generating Unit"," ASME, New York, 1991.

Fig. 12. Display of local sever.

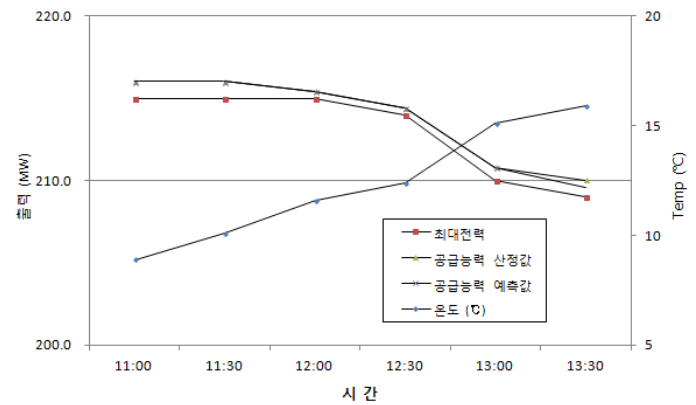

Fig. 13. Result analysis of local test.

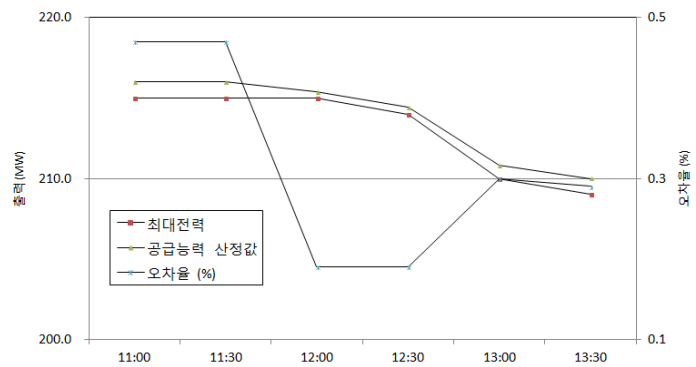

Fig. 14. Result analysis of local test.