

2015년 해외 전력시장 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Yearly*

CAISO

2015. 12.



동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로
수집된 자료의 범위, 작성시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로
참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

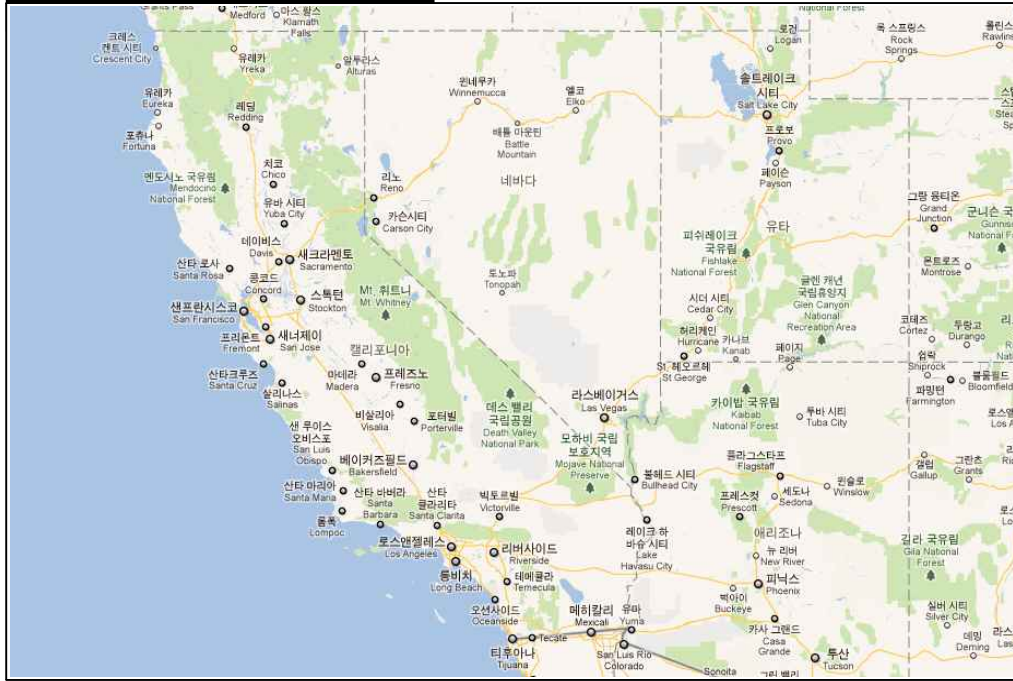
우리소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며
동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는
문제들에 대하여 우리소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

CAISO

전력시장동향

I. 전력산업 체계 및 전력시장 구조	4
II. 전력수급	24
III. 전기요금	33
IV. 주요 전력회사 동향	37
V. 주요 정책방향	42
VI. 주요 현안 및 시사점	48

그림 1 캘리포니아의 지도



출처 : <http://maps.google.co.kr>

표 1 캘리포니아의 일반현황

구 분	내 용
수 도	새크라멘토
면 적	42만 3,970km ²
인 구	38,802,500명 (2014년)
민 족	백인 57.6%, 아시아인 13.0%, 아프리카계 6.2%, 혼혈 4.9% (2010년)
언 어	공용어는 영어(57.4%), 스페인어(28.5%), 그 외 언어(14.1%) (2007년)
종 교	가톨릭교 31%, 개신교 32% (2008년)
정치체제	공화제
통화 및 환율	미국달러(USD)
GDP(PPP)	1.81조 달러, 실질 경제성장률 3.1% (2007년)
실질 경제성장률	2008년 0.4%, 2007년 1.8%, 2006년 3.1%
1인당 GDP(PPP)	38,956달러 (2006년)
부문별 GDP	농업 2%, 제조업 10%, 교육 및 의료서비스 18% (2006년)
실업률	2010년 12.5%, 2007년 5.9%

출처 : http://en.wikipedia.org/wiki/California#Government_and_politics

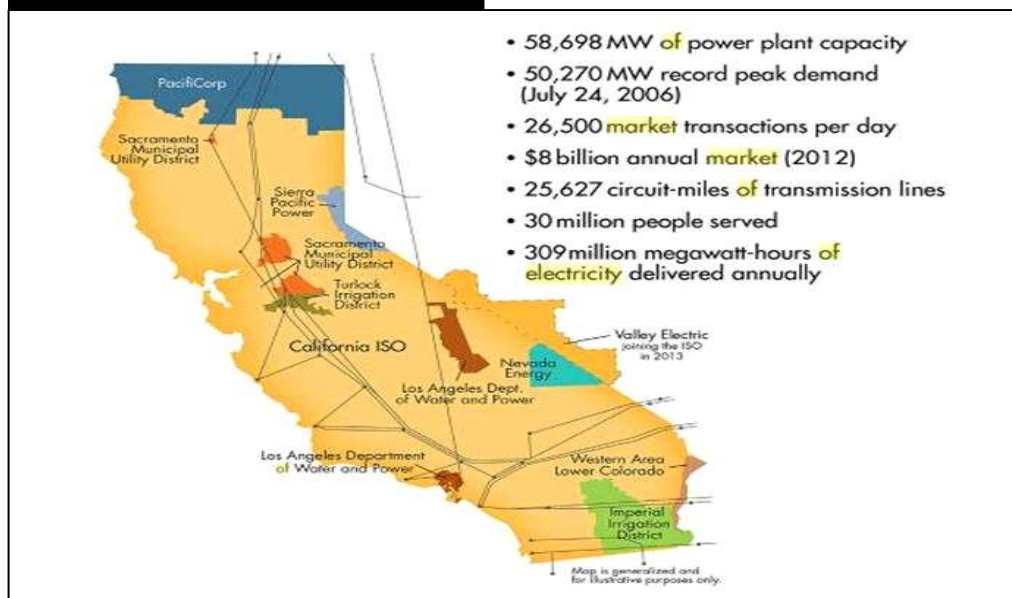
I 전력산업 체계 및 전력시장 구조

1. 전력산업 구조

1.1 전력산업 현황 및 구조

캘리포니아 대부분을 관할하는 계통운영자 및 도매전력시장의 운영자는 California Independent System Operator(CAISO)이다. 그림 2를 통해 CAISO가 담당하고 있는 전체적인 지역, 주요 송전선, CAISO 시장과 전력설비들에 대한 주요 수치들을 파악할 수 있다. 2013년 1월에는 네바다 주 남서쪽 지역의 Valley Electric Association이 캘리포니아 지역 소재가 아닌 송전망 소유자로는 최초로 CAISO의 일원이 되었다.

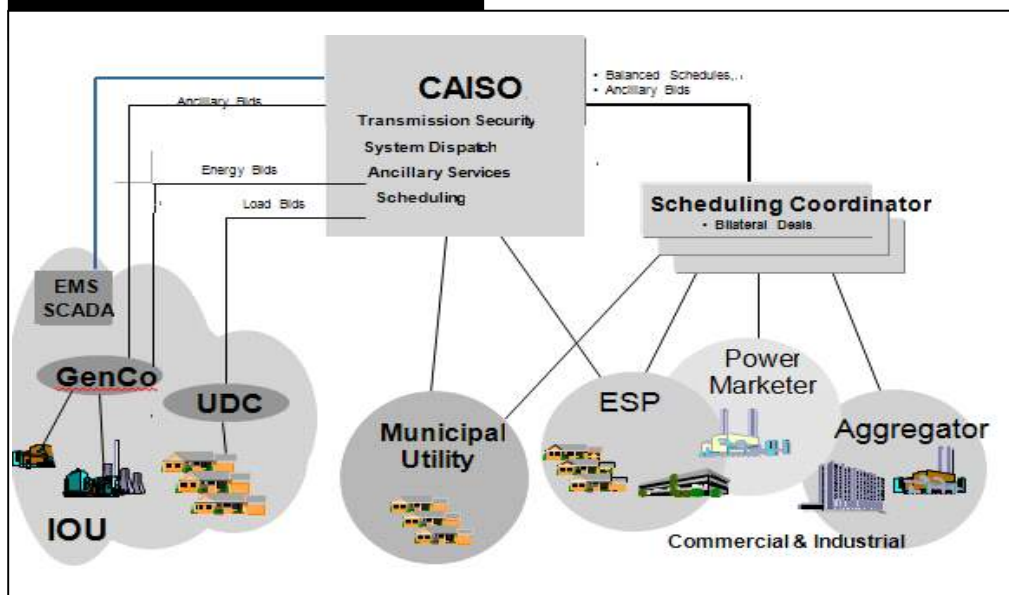
그림 2 CAISO 관할 구역 ('12년 기준)



CAISO는 캘리포니아 입법부가 1996년에 제정한 Assembly Bill 180에

의해 전력분야의 에너지 및 예비력에 대한 경쟁적인 도매현물시장 개설과 소매경쟁을 목표로 하는 종합인 기관으로 창설되어 1998년 4월 1일 운영되기 시작했다. 법에 의해 캘리포니아 주 내의 3개 대형 전력회사인 Pacific Gas & Electric(PG&E), Southern California Edison(SCE), San Diego Gas & Electric(SDG&E)의 송전 부문을 별도로 분리 후 하나로 합쳐서 CAISO가 운영하도록 하였다. 또한, 도매현물시장 거래기관인 California Power Exchange(CalPX)를 창설하여 CAISO의 시장기능 역할을 예비력 현물시장과 실시간 수급유지 등 송전망 운영과 관련한 것으로 제한한 것이었다.

그림 3 캘리포니아 전력산업 구조



* GenCo : 발전사업자, UDC : 배전사업자, SCs : 수요자와 공급자간의 쌍무계약을 통해 전력을 입찰
ESP : IOU 공급지역에서 소비자에게 직접 전력공급 서비스를 제공하는 비전기사업자

전력산업은 규제완화와 기존 전력회사의 수평분할, 발전소 매각 등을 통해 보다 시장중심적인 체제로 출발하였다. 2001년 1월 전력위기 사태로 인해 CalPX가 문을 닫기 전 캘리포니아 전력산업 구조의 가장 큰 특징은, 전력거래와 시스템을 운영하는 기관으로 CalPX와 CAISO 두 기관을 두어 각각의 역할을 분리한 것이었다. 캘리포니아 전력산업의 구조와 구성주체들은 [그림 3]

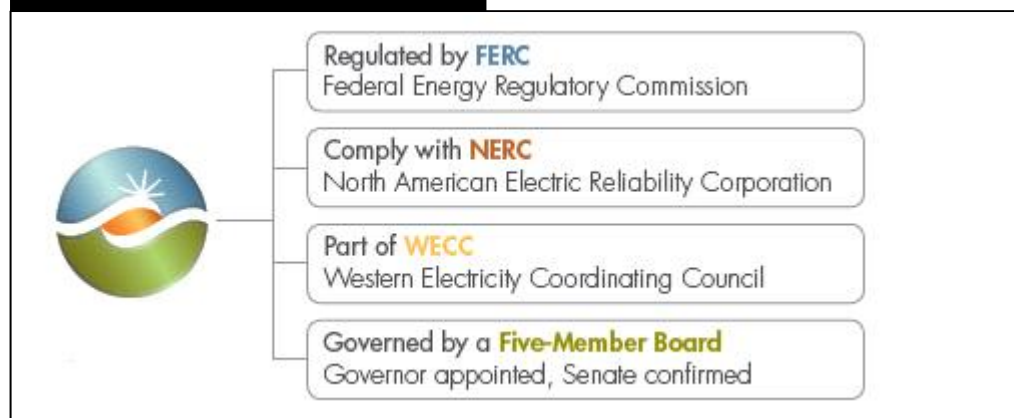
과 같이 정리된다.

한편, 캘리포니아의 현재 전력산업 구조는 규제와 개방의 혼합 형태이다. 즉, 도매시장은 CAISO가 관할하는 개방된 형태이지만, 소매시장은 여전히 CPUC가 규제하고 있는 상황이다. 민영사업자(IOU)인 PG&E, SCE, SDG&E는 자사의 발전설비 및 도매전력시장에서의 전력구매를 통해 공급구역 내의 소비자에게 전력을 공급하고 있으나, 소매요금은 CPUC가 규제하고 있다.

1.1.1 캘리포니아 독립계통운영기구(CAISO)

CAISO는 급전과 시스템의 안정을 위하여 송전시스템 전반을 관리하며 이를 위해 보조서비스 시장을 함께 운영하였다. 또한 실시간대에 수요를 공급이 지속적으로 만족시켜야 하는 전력의 특성에 따라 현물시장의 운영도 함께 담당하고 있다. 전력거래소는 ISO에 자신의 수급 계획을 제시하는 하나의 SC로서 기능한다. 2009년 시작된 MRTU에 따라 CAISO는 통합선도시장(IFM)을 운영하게 되는데, 여기에는 하루전시장, 보조서비스 시장, 송전관리 시장이 포함된다.

그림 4 CAISO Governance



CAISO는 Federal Energy Regulatory Commission(FERC)의 규제를 받고 있으며, 미국 서부 지역의 35%의 전력을 담당하고 있으므로 서비지역 신뢰도를 담당하는 Western Electricity Coordinating Council(WECC)의 신뢰도 기준을 준수하고 있다. WECC는 관련 사항을 North American Electric Reliability Corporation(NERC)에 보고한다. 한편 CAISO에는 주지사가 임명하는 5개의 이사회가 존재한다.

1.1.2 SCs(Scheduling Coordinators)

SC는 수요자와 공급자간의 쌍무계약을 통해 전력을 입찰하여 CAISO와 함께 에너지 부하를 계획한다. 따라서 SC는 CAISO와 배전업자, 에너지 서비스 공급업자(브로커) 사이의 중간에 위치한다.

1.1.3 CalPX (캘리포니아 전력거래소) (2000년까지)

CalPX는 도매시장의 수요자인 부하책임업자(Load Serving Entities, LSEs)와 공급자인 발전업자들의 입찰, 그리고 송전제약의 발생 시 필요한 조정입찰(Adjustment Bidding)을 통해 시장균형가격과 거래량을 결정하였다. 우선 송전제약을 고려하지 않은 경우의 시장가격(Unconstrained Market Clearing Price)과 시장거래량(균형거래량)을 결정하고, 특정한 송전선에 혼잡이 발생하면 이를 해결하기 위한 조정입찰을 통해 지역별 시장가격(Zonal Market Price)과 지역별 시장거래량을 설정하였다. CalPX는 하루전시장(Day-Ahead Market) 및 1시간 전 시장(Hour-Ahead Market) 형태로 이루어진 선도시장에서 위와 같은 두 단계(Two-Step)를 거쳐 가격과 거래량을 결정하였고 CAISO와의 관계에서는 여러 SC 중의 하나로 수요와 공급의 급전 계획을 CAISO에 제출하였다. 2001년 CalPX가 문을 닫으면서 하루전시장이 기능을 상실하였으나, 2009년 새로운 시장 설계가 도입되면서 하루전시장의 기능을 CAISO가 수행할 수 있게 되었다.

1.2 규제 감독

1.2.1 CPUC

California Public Utilities Commission(CEC)는 전력, 천연가스, 통신, 수도, 철도 등을 운영하는 민영회사의 소매거래와 가격을 규제하고 보다 안정적인 서비스가 행해지도록 관리 감독하는 기관이다.

1.2.2 FERC

연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)는 도매거래를 규제하는 기관으로 전력과 관련해서는 송전과 주간의 전력 도매거래를 규제한다. 또한 수력발전에 대한 허가, 감독을 수행하고 전력 등과 관련한 환경문제를 평가 및 감독한다.

1.2.3 CDWR(California Department Of Water Resources)

캘리포니아 주 정부는 PG&E가 파산신청을 하고, CalPX가 기능을 정지한 2001년 1월부터 배전사업자를 대신해 전력을 구매하고 있다. 따라서 2009년 현재, 캘리포니아는 CalPX 없이 CAISO가 전력의 거래, 시스템의 안정성, 송전망 관리와 운영을 담당하는 유일한 공적인 기구로서 기능하고 있다. 캘리포니아에는 전력위기 전에도 세 개의 기존 전력사업자 외에 로스앤젤레스 수도 및 전력국(LADWP), Sacramento 시, Turlock 시 등의 배전 및 판매업을 수행하는 공공기관이 캘리포니아 내 전력판매의 약 25% 정도를 담당하고 있었다.

2. 전력시장 구조

2.1 구조개편 배경 및 연혁

1980년대 캘리포니아 주의 전력가격은 다른 주에 비해 매우 높아 미국전역의 평균값보다 50% 이상 높은 kWh당 9.9센트였다. 특히 산업용 전력의 가격은 인근 주인 아이다호 주의 kWh당 2.8센트나 워싱턴 주의 3센트에 비해 2배 이상 높은 7.4센트였고 이로 인해 산업용 전력 구매자의 전력요금 인하 압력은 상당히 거세게 나타나고 있었다. 따라서 캘리포니아는 전력요금의 인하를 목적으로 전력산업의 구조개편을 시작하였다.

1994년에 CPUC(California Public Utilities Commission)는 Blue Book을 통해 캘리포니아 전력산업에 대한 구조개편 및 규제개혁을 제안하였고, 1996년에 캘리포니아 주 의회가 Assembly Bill 1890(AB 1890)을 통과시킴으로써 CPUC의 제안으로부터 시작된 규제완화와 민영화를 인가하게 된다.

표 2 캘리포니아 전력산업 구조개편 과정 (규제완화와 새로운 규제)

추진경과	연월
CPUC Blue Book 공표	1994년
캘리포니아 주 의회 Assembly Bill 1890 (AB 1890) 통과	1996년
CAISO와 전력거래소 설립	1997년
CAISO와 전력거래소 운영 시작	1998년 4월
전력거래소 운영 중단	2001년 1월
FERC의 미 서부지역 시장지배력 완화조치	2001년 6월 ~ 2002년 10월
MD02 1A 단계 설계	2002년 10월
MD02에서 MRTU로 변경[11]	2004년 8월
MRTU 1B 단계 설계	2004년 10월
MRTU 2단계 설계	2006년 8월
MRTU의 FERC 승인	2006년 9월
MRTU 완전 적용	2009년 3월

출처 : 캘리포니아 ISO

AB 1890은 소비자 하요금 기존의 배전업자와 에너지 서비스 공급업자 중 소매전력공급업자를 선택할 수 있도록 하였고, 이를 위해 기존의 전력회사

가 에너지 브로커나, 전력공급업자에게 전력회사가 소유한 송배전 장치에 대한 공정한 접근을 허가하도록 요청하였다. 좌초비용은 약 250억 달러에 달했는데 이의 조달을 위해 AB 1890은 좌초비용이 모두 지불될 때까지 소비자로 하여금 경쟁체제 이전요금(Competitive Transition Charge; CTC)을 지불하도록 하였다. 전력요금은 발전, 도매, CTC, 배전 및 판매요금으로 분리되었고, FERC와 CPUC는 배전 및 판매요금에 대한 규제는 계속하되 발전 및 도매 요금에 대해서는 입찰을 통한 시장가격에 준용하도록 하였다.

AB 1890은 두 개의 비영리 기관, CAISO와 CalPX를 설립하도록 하였고, 1997년 FERC는 두 기관의 운영을 인가하여 1998년 4월에 두 기관은 공식적인 기능을 시작하였다. AB 1890은 세 개의 전력회사들로 하여금 시장에 참여하도록 강제하였으나, 다른 지방공공 유틸리티인 LADWP, SMUD (Sacramento Municipal Utility District), the City of Palo Alto 등은 CAISO와 통합하도록 강제하지 않았다.

AB 1890에 의해 1998년 4월 시작된 두 기관을 중심으로 한 캘리포니아 전력산업의 구조개편은 도매시장 가격의 폭등과 이로 인한 PG&E의 파산, CalPX의 거래 중지로 이어지는 사건으로 인해 2001년 1월 중단되고, 이후 표준시장설계에 대한 FERC의 지침에 따라 MD02 (Market Design 2002)이라는 새로운 시장을 구상하게 되었다. MD02는 2004년에 이르러 모션한계가격 (Locational Marginal Pricing; LMP) 개념을 추가한 MRTU(Market Redesign & Technology Update)로 개명되었으며, CAISO 이사회 승인(2005년) 및 FERC 승인(2006년)이 차례로 이루어졌다. MRTU는 여러 단계의 설계를 거쳐 2009년 3월 31일 본격적으로 가동을 시작했다.

2.2 캘리포니아 전력위기

CAISO와 캘리포니아의 다른 구조개편 관련 전력분야 기관들이 운영되기 시작한지 2년이 지난 2000년 6월, 전력시장에서의 현물가격이 폭등하기 시작했으며, 이러한 가격 폭등은 최종소비자의 전력가격 고지서에 악영향을 주었

다. 이리하여 2000~2001년의 캘리포니아 전력위기 사태가 시작되었다. 상당히 짧은 기간이었음에도 불구하고 현물시장을 담당하던 CalPX는 폐업하였고, 1개의 대형 전력회사는 파산을 신청하였으며, 다른 하나의 대형 전력회사도 파산 직전까지 이르게 되었다. 25개였던 CAISO 이사회 회원사는 5개로 축소되었으며, 당시 판매사업자에게 부과된 90억 달러 규모의 도매전력 요금은 12년이 지난 지금까지도 장기 소송의 이슈가 되고 있다.

캘리포니아 전력위기 사태는 표면적으로는 미국 서부지역의 예비력 부족 및 이에 따른 판매사업자의 과도한 시장지배력 행사, 가격에 반응할 수 있는 수요관리 기능의 부재, 연방 정부의 도매판매사업자의 요금규제 부족 등 일련의 사건들이 복합적으로 작용하여 생긴 결과였다. 그러나, 이러한 사건 자체가 캘리포니아 전력위기 사태를 유발한 것은 아니며 실질적으로는 원 전력시장 설계의 치명적 단점으로 인해 이러한 사태가 발생한 것이다. 제일 주요한 요인으로는 대형 전력회사들이 공급 구역 내 전력을 공급하기 위해 필요한 선도에너지계약이 없다는데 기인하고 있으며, 이로 인해 전력요금이 일반적으로 높게 형성되고 불안정한 상황이 많이 발생하였기 때문이다. 원 전력시장 설계시 행해진 다음의 2가지 요소로 인해 이러한 일들이 발생하였는데 첫째는 대형 전력회사들이 자신의 발전 부문을 최소 50% 이상 분할해야 했고, 구매자로부터 발전부문을 다시 사올 수 없는 조항을 삽입해야 한다는 것이었다. 둘째는 모든 전력거래는 CalPX를 통해야만 이루어져야 한다는 요구사항이었다.

유동성이 풍부한 에너지 현물시장을 개설하기 위해 정책입안자들은 전력회사들이 대부분의 물량을 CalPX의 하루전시장에 입찰하도록 시장을 설계하였다. 이로 인해 시장개설 초기에는 캘리포니아 지역의 총 부하가 CalPX의 가격에 노출되는 결과를 낳게 되었다. 이렇게 선도계약 없이 모든 물량을 CalPX 내에서 해결하는 방법은 추후 캘리포니아 전력위기 당시 전력요금이 급격하게 상승하자 전력회사에게는 엄청난 부담이 되었다.

캘리포니아 전력위기를 더욱 심화시킨 것은 소매요금의 동결이었는데, 이

는 새로운 전력시장 구조에서 소비자를 보호하기 위해 취해진 조치였다. 하지만, 도매전력요금이 급격히 상승하게 되자 2개의 대형 전력회사는 매일 엄청난 손실을 입게 되었다. 정책입안자들은 성공적인 전력시장을 위해 전력요금을 구조재편 전 가격보다 10% 낮은 가격으로 동결시켰다.

이러한 문제점들의 대부분이 CAISO의 영향력 밖에 있었지만, 캘리포니아 전력위기에 커다란 역할을 한 2가지 CAISO 시장 특징이 있다. 첫째는 캘리포니아를 2개의 지역으로 나눠 지역별로 가격이 동일한 지역을 기반으로 하는 Zonal 시장 구조이다. 이러한 시장구조로 인하여 CAISO는 지역 내 및 지역 간의 송전한계용량 등을 고려하지 않고 ‘하루전 시장’과 ‘한 시간전 시장’의 입찰을 받아들였다. 이러한 결과로 실시간 시장에서는 송전한계용량으로 인해 종종 계획대로 발전기 운영이 일어나지 않은 경우가 있었고, 안정적인 전력시장 운영을 위해 연료비가 비싼 발전기들이 운영되어야 하는 일이 생기게 되었다. 두 번째로 CAISO는 계통부하를 충족시키기 위해서 혹은 실현 불가능한 하루전 시장의 스케줄로 인해서 발생하는 송전혼잡을 해결할 경우 전력회사들의 시장지배력 행사를 약화시키는 것에 대해 대비가 미흡하였다.

2.3 새로운 전력시장 제도

2.3.1 전력시장 제도 개선의 필요성

캘리포니아 전력위기 사태는 CAISO의 시장재설계를 위한 토대를 형성하는 중요한 교훈을 제공하였다. 첫째는 안정적인 계통운영과 효율적인 전력시장 운영은 한 동전의 양면으로 봐야지 각기 개별적인 기능으로 보서는 안 된다는 것이었다. 캘리포니아 전력시장 원구조의 실패는 바로 CalPX 내에 중앙 집중적인 현물시장 기능을 두어, 전력거래를 함에 있어 송전망의 제약 요소들을 반영하지 못했다는 데 있다는 것이다. CAISO는 실시간 수급균형 및 예비력 확보와 같은 신뢰성 있는 계통운영을 위한 최소한의 시장기능 만을 수행할

수 있었다. 시장 재설계를 수행하면서 전력시장은 전력계통망 및 물리학의 법칙과 연계되어야 한다고 인식되었다. 또한, 하루전 시장과 실시간 시장에서 송전망에 대해 반드시 고려해야 하며, CAISO가 제공하는 차별없는 계통망 접속, 송전망 혼잡 관리, 실시간 신뢰도 유지를 위한 발전소 급전 등과 같이 동일하게 적용되어야 했다. 이렇게 얻은 교훈으로 인해 CAISO는 새로운 시장구조로 지역별 한계가격 제도(LMP)를 도입하기로 결정했다.

둘째는 판매사업자가 현물가격에 노출되는 부담을 줄이기 위해 선도계약을 반드시 체결해야 한다는 것이다. 게다가 캘리포니아 전력위기 사태는 판매사업자가 새로운 전력시장 구조에서도 전통적인 “공급의무”와 비슷한 제도를 보유해야 한다는 것을 교훈을 일깨워주었으며, 이는 판매사업자가 예측되는 최대부하에 예비력을 고려한 만큼의 전력을 확보해야 한다는 것이고 이를 통해 CAISO가 안정적인 계통운영을 할 수 있는 것이었다. 이러한 의무제도는 CPUC가 승인한 용량적정성 프로그램(Resource Adequacy Program)으로 구체화되었으며, 이는 CAISO가 재설계한 시장의 중요한 요소가 되었다. 판매사업자가 선도계약을 통해 안정적으로 전력을 확보하고, 용량적정성 프로그램을 통해 적절한 수준의 예비력을 확보함으로써 현물시장의 변동성에서 최종소비자를 보호하고, 캘리포니아 전력위기 사태 해결을 위해 도움을 줄 수 있는 신규 발전사업 투자에 대해 든든한 기반을 마련해 주었다.

캘리포니아는 MD 2002라고 불리는 당초의 포괄적인 시장 재설계안이 2004년 MRTU(Market Redesign and Technology Upgrade)라는 새로운 프로그램으로 교체되었다. 2009년 3월 시행된 MRTU의 시행으로 인해 CAISO는 에너지, 보조서비스, 혼잡관리의 3종류의 서비스를 조합한 하루전 시장을 운영하고, 시장에서 시장조작을 방지하는 시장규칙과 위반에 대한 처벌이 규정되어 있으며, 또한 존간 및 존내 송전혼잡을 제거하는 지점별 가격제도 도입이 포함되었다.

신규 제도를 통해 2009년에 도매 에너지 가격 38% 감소, 보조서비스 비용의 54% 감소라는 성과를 냈으며, 이것은 계통 최적화 개선, 시장의 유동성

확대, 그리고 수요 감축과 천연가스 가격의 하락에 기인한 것으로 평가되고 있다. 일례로 보조 서비스 비용은 2008년 \$0.74/MWh에서 2009년 \$0.39/MWh로 감소하였는데, 이는 발전기들이 에너지 및 보조서비스 시장에 동시 입찰이 가능해졌기 때문이다.

시장 재설계가 진행되는 동안 CPUC는 CAISO와 함께 용량적정성 프로그램을 도입하였으며, 대형 전력회사들에게는 선도시장을 통하여 장기적이고 안정적으로 전력을 확보할 수 있도록 하였다. 이 기간 동안 전력가격 급등과 불안정 문제를 해결할 수 있도록 상당히 많은 양의 발전설비 및 송전설비가 건설되었다.

2.3.2 새로운 전력시장 제도

CAISO는 수요반응 및 에너지 저장장치와 같은 비 발전설비도 전력시장에 참여할 수 있도록 전력시장을 개선하고, 이를 통해 수요측에서 전력수요를 절감하여 전력 및 보조서비스를 제공하도록 할 예정이다. 주파수 조정예비력에 대해서는 CAISO는 하루전 시장의 60분 확보량 및 실시간 시장의 30분 확보량을 축소하였다. 순동 및 비순동 예비력에 대해서는 발전설비가 전력을 공급해야 하는 시간을 기존의 2시간에서 30분으로 축소하였다. “Regulation Energy Management” 프로그램 도입을 통해 에너지 저장장치와 같은 설비들이 자신들의 충전상태를 반영하여 향후 가용량을 조절함으로써 주파수 조정예비력을 제공하도록 하고 있다. 만약 이러한 설비들이 한 시점에서 전력을 공급하기 위해 기동을 했다면, 다음 시점에서는 동 설비들이 재충전을 위해 전력을 소비하는 걸로 가정하게 된다. 어느 한 시점에서 주파수 조정예비력이 필요하게 되면, 다음 시점에서의 설비 재충전량은 이전보다 낮아질 것으로 간주하게 된다. 이러한 알고리즘은 에너지 저장장치들의 충전사이클을 효율적으로 감시하고 제어하여 가능한 많은 양의 주파수 조정예비력을 제공하는 것을 가능하게 하고 있다.

시장에서의 과잉발전을 효율적으로 관리하기 위해서 CAISO는 시장에서의 입찰하한가격을 낮추었으며, 이는 결과적으로 시장 정산가격을 -\$30에서

-\$150로, -\$150에서 -\$300으로 낮춰지게 되었다. -\$30에서도 많은 풍력발전설비들이 수익을 얻게 되는데, 이는 세액공제 효과 및 신재생에너지 설비에 대한 쌍무계약으로 인한 것이다. 몇 년 전에 CAISO는 신재생에너지 참여제도 (PIRP, Participating Intermittent Renewable Program)를 도입하여 신재생에너지 사업자가 한달동안 실시간 시장에서의 출력 증발량 및 감발량을 모두 고려하여 평균가격으로 지불하는 것을 가능하도록 했다. 이 제도는 발전사업자들로 하여금 각 시간대별로 미리 수요를 예측하여 스스로 발전계획을 세우도록 하게끔 만들었으며, 경제 입찰을 하지 못하도록 하였다. CAISO는 현재 PIRP 제도를 수정하여 해당 발전설비들이 감소하는 입찰을 하도록 하였으며, 이를 통해 실시간 시장에서 과잉 발전량 문제를 경제적으로 해결할 수 있도록 출력을 감소할 수 있게 하였다.

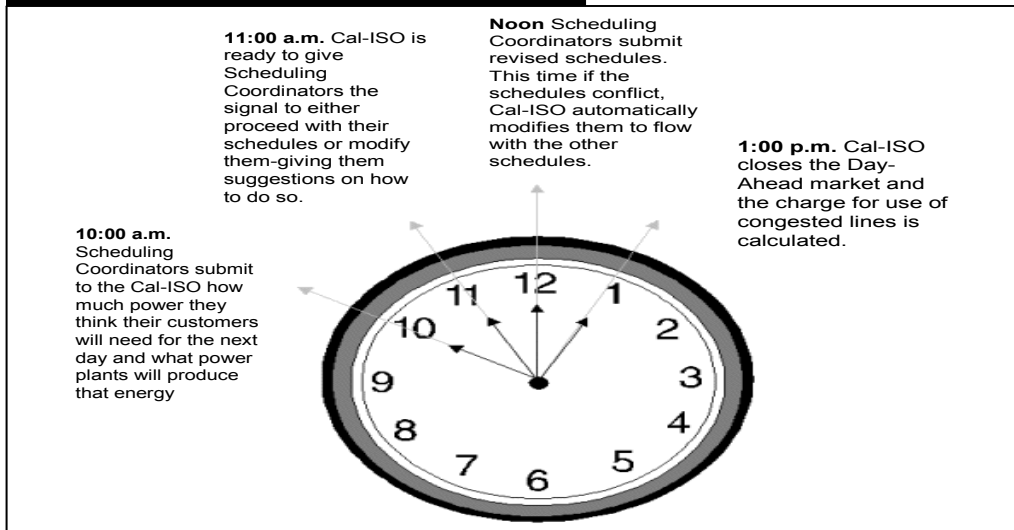
FERC의 명령에 의해, CAISO는 주파수 조정 시장을 수정할 예정이며, 이를 통해서 많이 사용된 발전설비 혹은 자동발전 제어시스템에 빠르게 응답할 수 있는 설비들은 시장에서 많은 대가를 받을 전망이다. 여기에는 설비용량의 정확성에 기초한 비용에 대한 메커니즘이 포함되어 있다.

2.4 전력시장 구조

2.4.1 에너지시장

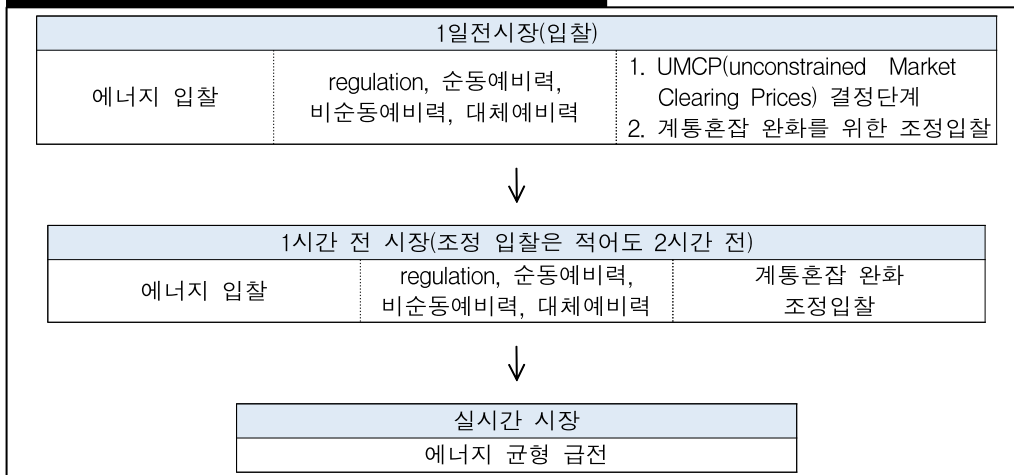
[그림 5]처럼 시간별로 하루전시장, 1시간 전 시장, 실시간 현물시장 순으로 운영되며 보조서비스 시장은 하루전시장과 1시간 전 시장에서 운영된다.

그림 5 전력시장 시간별 운영체제 (하루전시장)



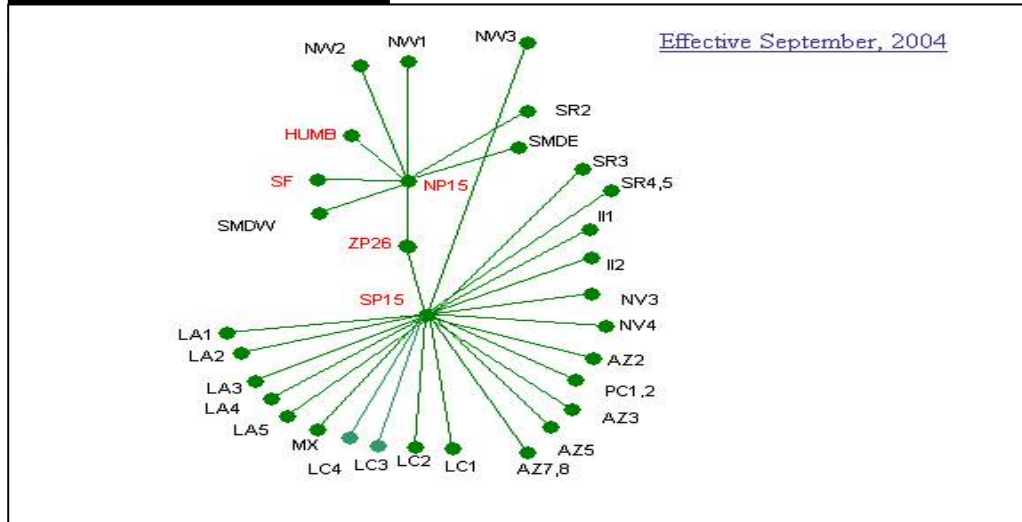
출처 : 캘리포니아 ISO

그림 6 전력시장 시간별 운영체제 (전체 시장)



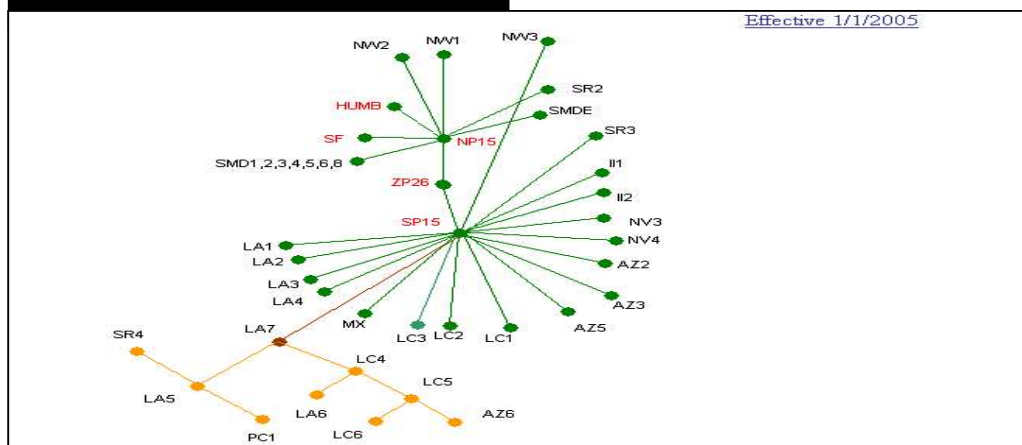
송전 네트워크는 2004년까지는 5개의 ISO 직접통제 지역(Zone)과 그 밖의 전력을 수입하는 애리조나 주, 북서부 오리건 주와 워싱턴 주, LA지방정부가 직접 관할하는 LA지역과의 계통연계로 연계되어 있었고, 2005년 1월부터는 LA 지역과 LC 지역이 일부 늘어 보다 확장된 방사형의 네트워크를 가지고 있다([그림 7], [그림 8] 참조).

그림 7 송전 네트워크



출처 : 캘리포니아 ISO

그림 8 송전네트워크 : LA, LC의 확대



출처 : 캘리포니아 ISO

캘리포니아의 송전 네트워크는 현재까지는 Loop을 고려하지 않는 방사형 네트워크(Radial Network) 구조로, CCR이라는 FTR(Financial Transmission Right)에 입각하여 송전권에 대한 권리를 거래하고 있다. 캘리포니아 전력시장을 이루는 각각의 시장에 대해 살펴보면 다음과 같다.

2.4.2 하루전시장

선도거래시장의 하나인 하루전시장은 캘리포니아 에너지의 80 ~ 90%가 거래되는 주요 전력거래시장이다. 수요자와 공급자의 입찰을 통해 전력거래소는 송전선에 대한 제약 없이 시장청산가격을 결정한다. 2001년 CalPX의 기능정지로 하루전시장이 문을 닫은 후 전력거래는 주로 장기계약에 의존하였으며, 실시간 시장에 대해 각 SC들은 시간별 필요 송전용량에 대해 제출하고 이에 따라 CAISO는 계통혼잡을 완화하도록 역방향 조류에 대한 조정입찰을 수행하였다. 구체적인 시간별 운영 절차는 [그림 4]에 나타나 있다.

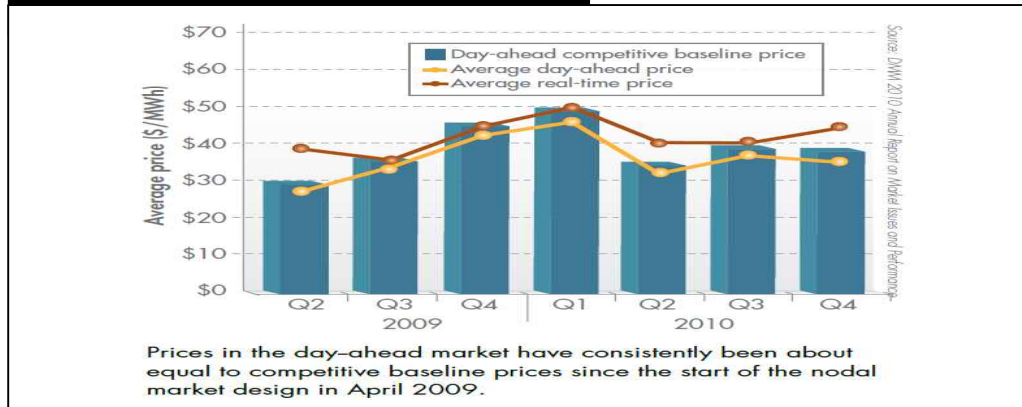
계통혼잡 완화는 지역(Zone)을 기준으로 수행하였는데, CAISO 지역은 SP15, NP15, ZP26, SF, HUMB의 5개의 지역으로 구성되어 있고, 이 중 SF와 HUMB는 NP15의 가격을 그대로 따르도록 되어 있어 실제로는 세 개의 지역으로 구성되어 있다고 볼 수 있다. 계통혼잡을 완화하는 입찰을 통해 지역 간의 가격차이가 발생하게 되었다. 따라서 캘리포니아 남북 지역 간에 계통혼잡이 발생하면 가장 많게는 세 개의 서로 다른 지역별 가격이 형성되었다.

그러나 이러한 큰 지역 구분은 지역 내의 혼잡 발생 문제의 증가, 신규 발전설비의 고립 등의 문제를 발생시키는 것으로 파악되었으며, 2009년 도입된 시장(MRTU)에서는 캘리포니아 계통 내 3천 여 개의 노선별(Nodal) 가격을 기반으로 한 노선한계가격(LMP)을 적용하는 하루전시장을 CAISO가 운영하도록 개선이 되었다.

1시간 전 시장은 하루전시장과 유사하게 운영되며, 적어도 2시간 전에 입찰이 이루어지도록 되어 있으며 시장 참여자는 하루전시장에서 이루어진 입찰을 조정하거나 최적화할 수 있다. 1시간 전 시장의 운영에는 에너지 시장 외에 보조서비스 시장도 포함된다. MRTU에서는 1시간 전 시장 운영을 HASP(Hour Ahead Scheduling Process)로 통칭하고 있다.

다음 그림은 2009년부터 2010년까지의 하루전시장 평균가격과 실시간 시장 평균가격을 나타낸다. 2009년 4월에 노드기반의 시장 설계의 시작 이후, 하루전시장의 가격은 경쟁적 기준가격과 같은 수준으로 일정하게 유지되었다.

그림 9 하루전시장과 실시간 시장의 가격비교



출처 : 캘리포니아 ISO

2.4.3 실시간시장

CAISO는 실시간 시장 운영을 통해 위의 두 선도거래에서 이루어진 입찰을 실시간으로 조정하여 수요와 공급 간의 균형을 이룬다. MRTU 체계 하에서는 HASP에 근거하여, 시장운영 결과에 따라 1시간 전 및 실시간 시장에 대해 CAISO가 정산을 실시한다.

2.4.4 보조서비스시장

CAISO는 실시간 시장의 운영 외에 전력네트워크의 안정성 확보를 위해 보조서비스 시장 또한 운영하고 있다. 보조서비스 시장은 일반적으로 전압유지, Black Start Capability, Regulation Up, Regulation Down, 순동 예비력 (Spinning Reserves), 비순동 예비력(Non-Spinning Reserves), 그리고 대체 예비력(Replacement Reserves)을 포괄한다. 이러한 서비스의 확보를 통해 적절한 예비발전량을 확보하고, 시스템의 안정성과 계통전체의 수급균형을 확보한다. MRTU에서는 잔여발전기 기동정지계획(Residual Unit Commitment; RUC) 사항이 보조서비스에 추가되었다.

CAISO는 Regulation, 순동 예비력, 비순동 예비력 및 대체 예비력이라는 네 가지의 보조서비스를 하루전시장과 1시간 전 시장을 통해서 확보하고 있

다. Regulation은 가동 중인 예비력으로 자동발전통제를 통해 즉각적으로 에너지를 증가시키거나 감소시킬 수 있는 발전량이다. 순동 예비력은 이미 가동 중인 예비력으로 10분 이내에 일정 수준까지 가동하여 적어도 2시간 이상 가동할 수 있는 예비용량을 의미한다. 비순동 예비력은 이용가능한 발전이기는 하나 현재 가동 중이지 않은 예비력으로 10분 이내에 일정 수준까지 가동하여 적어도 2시간 동안 전력을 급전할 수 있는 예비력이다. 마지막으로 대체 예비력은 가동하고 있지는 않지만 일정수준까지 1시간 내에 가동하여 적어도 2시간 동안 발전할 수 있는 예비력이다. CAISO는 각각의 보조서비스에 대해 입찰을 통한 조달을 실시하고 있다.

2.4.5 용량시장

송전선에 대하여 거래 가능한 권리를 설정하는 것은 희소한 자원을 효율적으로 이용할 수 있도록 하고 투자에 대한 보상 메커니즘으로 작용하여 투자를 활성화하며, 헤징이나 선도거래 등을 통해 위험을 분산할 수 있도록 도와준다. 송전선에 대한 권리는 크게 물리적 (Physical) 권리와 재무적 (Financial) 권리로 나누어 볼 수 있다. 물리적 권리는 다시 두 개의 개념으로 구분할 수 있는데, 하나는 강한(Strong) 물리적 권리로서 송전선이라는 자산을 다른 주체가 사용하지 못하도록 배제할 수 있는 권리이다. 그리고 다른 하나는 약한(Weak) 물리적 권리로서 송전선을 사용할 수 있는 권리라고 볼 수 있다. 이는 다른 주체의 송전선 이용을 배제하지는 않는다. 반면 재무적 권리는 송전선이라는 자산으로부터 재정적인 이득을 얻을 수 있는 권리로서, 송전선의 물리적인 소유권과는 별개로 계약을 통한 점유와 이용으로부터 얻을 수 있는 권리를 말한다.

FGR(Flowgate Right)은 재무적 송전권과 약한 의미의 물리적 송전권이 혼재된 권리 개념으로서, 계통혼잡이 발생한 특정 송전선(Flowgate) 상에서 이용 가능한 1MW의 송전용량(ATC: Available Transmission Capacity)의 잠재가격(Shadow Price)에 대한 권리를 의미한다(재무적인 권리). 동시에 계통혼

잡으로 인한 혼잡완화 절차가 발생했을 때 플로우게이트(Flowgate)에 대해 우선적으로 계획할 수 있는 권리(약한 의미의 물리적 권리)도 포함하고 있다. 그러나 계획을 하지 않게 되면 권리를 상실하게 되어 계통혼잡을 완화하는 기구에 권리를 반납하도록 되어 있다. 따라서 강한 의미의 물리적 권리는 설정되어 있지 않다. 캘리포니아는 현재 송전선 거래의 원칙으로 FGR을 이용하고 있다. FGR은 MRTU에서 PJM에서 사용하고 있는 FTR에 근거한 CRR(Congestion Revenue Rights)로 전환되었다. CRR은 순수하게 재무적 권리만 지니며 매년 4개의 계절별 CCR을 발행하고 매달 정산하게 된다.

CCR은 CAISO 제어지역 내의 부하는 물론 비용회수 규제를 받지 않는 신규 송전망 지원 사업자에 할당되며, 외부 부하를 가지는 LSE는 접근비용에 해당하는 선금지급을 통해 CCR을 할당받을 수 있다. 그리고 CCR은 LMP에 근거하여 정산됨으로써 시장참여자가 실시간 시장보다는 하루전시장에 입찰하도록 유도하고 있으며, 송전손실은 보상하지 않는다.

2.4.6 FTR시장

현재 PJM에서 이용하고 있는 FTR(Financial Transmission Right)은 재무적 송전권만을 포괄하는 것이다. FTR은 두개의 Node나 Node와 Hub 사이의 균형이 이루어진 상태에서 1MW에 대한 Nodal Price의 차이에 대하여 금전적인 이득을 취할 수 있는 권리를 의미한다.

FTR의 특징으로 우선 완전한 헤징이 가능하다는 점을 들 수 있다. FTR은 플로우게이트에 대한 혼잡만이 아니라 플로우게이트 상의 이용 가능한 송전용량의 변화 위험에 대한 헤징도 가능하다. 반면 FGR은 플로우게이트 상의 혼잡에 대한 보험만 가능한 것으로서, 송전선 점유자들은 스스로 여러 송전선로들에 대한 적정 혼합을 구성하여 송전선에 대한 권리를 거래해야 한다.

FTR은 일반적으로 모든 위험에 대한 헤징이 가능하다는 장점이 있으나, 만약 실제 운영하는 곳이 FTR과 다른 곳이라면 완벽한 헤징은 불가능하다. 또한 모든 송전선에 대하여 동시에 실행가능(Simultaneous Feasibility)해야 하

므로 중앙 집중적인 통제시스템이 필수적이며, 전체 중앙시스템을 통해 통제되고 거래되어야 하므로 2차적인 부분적 거래 등은 거의 불가능하다.

반면 FGR은 동시적인 실행가능 조건이 필요하지 않으므로 이차적인 거래가 가능하며 중앙 집중적인 조정 작업이 크게 필요하지 않다. 또한 다소 독립적으로 권리를 설정할 수 있으므로 장기간의 권리설정이 가능하며, 따라서 투자활성화에 기여할 수 있다. 그러나 지점 대 지점(Point to Point)에 대한 헤징을 모두 통합하여 송전선 시장을 운영해야 하므로 시장의 신뢰성과 안정성에 문제를 발생시킬 수 있고, 헤징이 완벽하지 않아 시장 참여자가 이를 이용하여 이득을 볼 수 있는 여지가 있다.

2.5 시장 지배력 및 완화정책

2.5.1 연성가격상한제

연방에너지규제위원회의 시장지배력 완화조치는 연성가격상한제의 도입으로 대표될 수 있다. 구조개편이 실패하기 이전 도매가격의 급상승에 대한 개입수단으로 주로 이용했던 수단이 연성가격상한제도였다. 상한가격은 시기적으로 변화하였는데 원칙적으로는 MWh당 250달러였다. 그런데 연성가격상한제는 말 그대로 가격상한이 연성이어서, 한계비용이 250달러를 초과하게 되면 그 이상의 가격으로도 발전기가 입찰할 수 있으므로 가격상승을 억제하는 데에 그리 효과적이지는 못하다. 또한 거래의 5% 정도가 이루어지고 있는 실시간 시장에 국한된 개입이므로 도매가격 상승을 억제하기에는 한계가 있었다.

구조개편의 실패 이후 새로운 시장규칙 정비과정에서도 연성가격상한제는 여전히 250달러 수준으로 이용되고 있다. 단, 현재 실시간 시장에서만 운영되는 제도를 통합된 선도거래 시장까지 확대할 예정이므로 가격상한제의 효력은 확대될 것으로 보인다.

2.5.2 시장지배력 자동완화절차(AMP)

2002년 6월 17일 CAISO에 제출된 FERC의 규칙에는, 공급이 부족한 경우 공급의 희소성에 따라 발생하는 Rent인 가격상승을 억제하기 위해서가 아니라, 시장지배력 행사를 완화하는 것이 시장지배력 자동완화절차 도입의 주요한 목적이라고 수록되어 있다. 시장지배력 자동완화장치는 3단계에 걸쳐 작동되고 있으며, 현재까지는 시장청산가격을 감소시키는데 효과가 있는 것으로 평가받고 있다. 시장지배력 자동완화절차가 없었다면 연성가격 상한에 도달했을 시장가격을, 자동완화 절차를 통해 가격상한에 도달하지 않고도 시장이 청산되도록 가능한 것이다.

시장지배력 자동완화 절차가 수요가 많은 피크 타임이나 계통혼잡이 있는 경우 단기적으로 시장가격을 감소시키기는 한다. 그렇지만 시장청산가격의 감소가 시장지배력을 행사한 경우 또는 공급희소성이 존재하는 경우에도 모두 해당되어서, FERC가 제기한 시장지배력 자동완화 절차 본래의 목적대로 이용되고 있는지는 밝히는 것은 어려운 문제이다.

시장가격의 상승이 시장지배력에 의한 것인지 공급희소성에 의한 것인지 구별할 수 없는 문제는, 장기적으로 과소투자의 문제를 발생시키게 된다. 즉, 너무 과도한 시장가격에 대한 개입은 발전업자의 새로운 투자에 대한 인센티브를 감소시키므로, 장기적인 관점에서 결국 투자회피 유인으로 작용하는 문제점을 갖게 된다. 또한 성과기준 규제(Performance Based Regulation, PBR)를 도입하는 경우에도, 시장에서의 성과가 무엇인지 기준을 정하기가 어렵기 때문에, 현재 시장이 정상적으로 기능하는 것인지 아니면 과도한 시장지배력이 행사되는지 그 성과를 파악하기는 힘들다.

II 전력수급

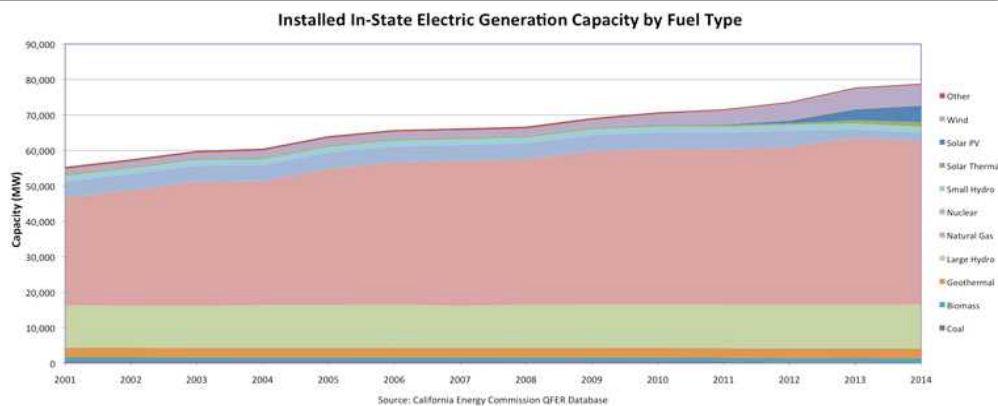
1. 전력설비

1.1 발전설비

캘리포니아의 발전용량은 2014년 기준으로 78,865 MW 이다. 전원구성은 천연가스가 46,211MW로 58.6%의 비중을 차지하고 있으며, 그 뒤를 수력과 풍력이 차지하고 있다. 2001년부터의 설비용량과 전원구성 비중을 살펴보면 [표 3]과 같다.

표 3 캘리포니아의 전원구성 (MW)

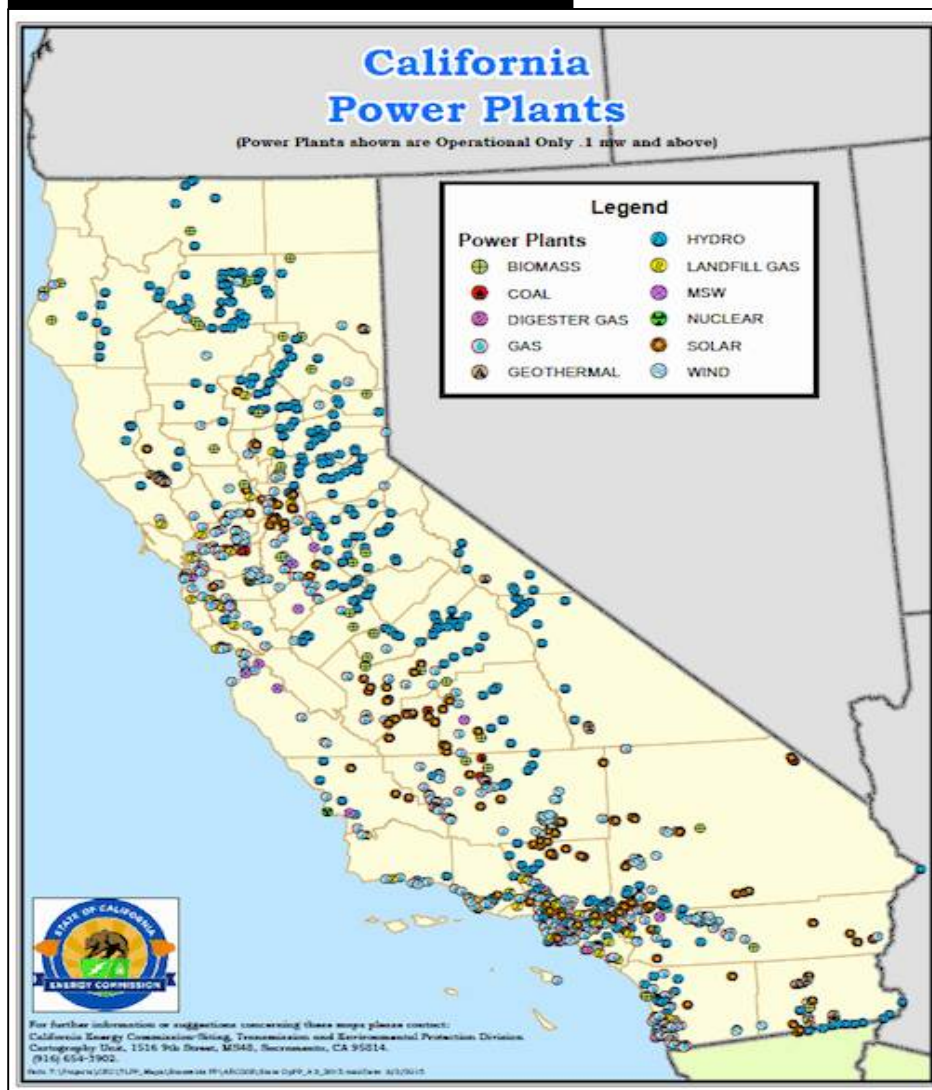
	2001	2005	2010	2014
석 탄	595	595	581	167
바이오매스	1,143	1,068	1,102	1,273
지 열	2,625	2,623	1,102	2,703
원자력	4,456	4,456	4,577	2,323
가 스	30,409	38,606	43,984	46,211
대수력	11,967	12,160	12,224	12,362
소수력	1,631	1,620	1,608	1,623
태양광	2	2	109	4,639
태양열	410	378	408	1,300
풍 력	1,534	2,064	3,019	5,896
기 타	606	583	520	367
총 계	55,377	64,064	70,779	78,865



출처 : California Energy Commission

캘리포니아 주의 발전원별 발전소의 위치는 아래에 나오는 [그림 10]과 같으며, 전력위기가 있었던 2001년 전후를 비교해보면 전체 발전용량은 증가하고 있고 전원구성에도 큰 변화는 없다. 발전원별로 살펴보면 석탄, 원자력은 감소한 반면, 천연가스는 꾸준히 증가하였다. 한편 2010년 이후에는 재생에너지가 큰 폭으로 증가한 점이 눈에 띈다.

그림 10 캘리포니아 발전설비 위치 (2015)

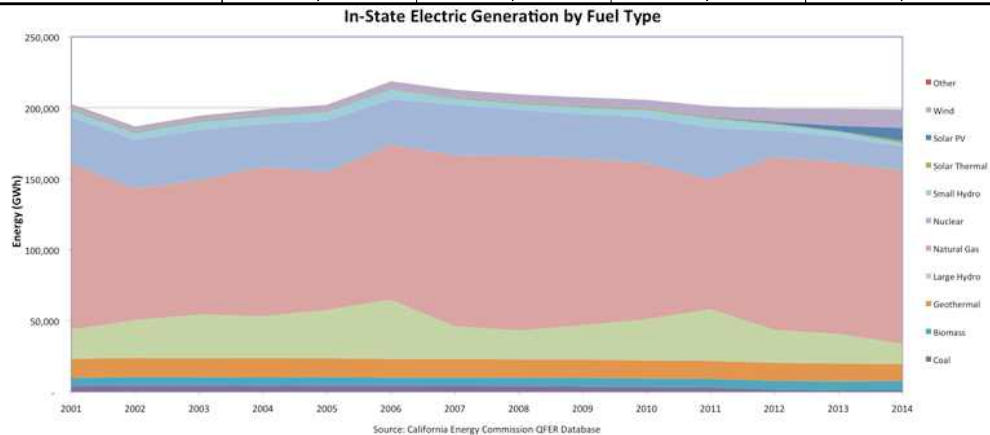


출처 : California Energy Commission

단, 발전용량에 대한 전력사업자의 비중과 독립생산자와 열병합 발전업자의 비중은 전력산업 구조개편이 있었던 1998년 이후의 강제분할로 인해 큰 변화가 발생하였다. 3개 대형 전력사업자가 가스발전기를 분할매각함에 따라 독립생산자들이 소유하는 발전소의 수가 급격히 증가하였다.

표 4 캘리포니아의 발전량 (GWh)

	2001	2005	2010	2014
석 탄	4,041	4,283	3,406	988
바이오매스	5,761	5,861	5,960	6,672
지 열	13,525	13,292	12,740	12,183
원자력	33,294	36,155	32,214	17,027
가 스	116,338	97,069	109,882	121,907
대수력	20,651	34,002	29,040	14,052
소수력	4,337	6,261	5,182	2,426
태양광	3	2	33	8,933
태양열	834	658	879	1,624
풍 력	3,242	4,084	6,172	12,997
기 타	417	173	63	62
총 계	202,442	202,055	205,572	198,871



출처 : California Energy Commission

캘리포니아의 발전량은 2014년 기준으로 205,022 GWh이며 1997~2010년의 13년간 연평균 성장률은 0.1%로써 발전량이 2008년에 소폭 증가한 것으로 나타났다. 이는 2001년 정전사태 등의 위기상황으로 2002년에 발전량이 급격하게 줄었다가 이전 수준을 회복하였기 때문이다.

2014년 캘리포니아의 총 전력수요는 전년대비 1% 감소한 캘리포니아 내

발전량은 198,908GWh로 역시 전년 대비 1% 감소한 수준이다. 캘리포니아 지역의 전력수요 증가율은 최근의 따뜻한 날씨와 경기 침체를 반영하듯 전년과 비슷하거나 감소하는 추세이다. 또한, 최근의 가뭄으로 인해 2014년 수력발전량이 2013년 수준 대비 32% 하락한 수준(7,619GWh)이며, 이는 2011년 대비 61% 하락한 수치이다.

그동안 캘리포니아에서는 이러한 수력발전량 감소로 인한 발전량 감소분을 가스발전량으로 대체해 왔으나, 2014년에는 가스발전량이 단지 1%(1,054GWh) 증가하는데 그쳤고 나머지 부족분은 태양광·태양열·풍력 등 신재생에너지가 채워주었다.

1.2 송전설비

캘리포니아의 총 송전선의 길이는 230kV가 21,000마일, 115~161kV가 9,300마일 등으로 총 31,721마일이다. 비중을 살펴보면, 230kV가 45%, 115~161kV가 34%, 500kV가 16% 등으로 구성되어 있다. CAISO는 이 중 3개의 대형 전력사업자가 소유하고 있는 25,526마일을 직접적으로 통제·운영하고 있다. 송전선의 소유자별 비중을 살펴보면 다음과 같다.

CAISO는 투자자 소유의 유틸리티 영역과 일부 지방자치단체의 유틸리티 서비스 지역들을 모두 포함하여 캘리포니아 지역의 80%에 해당하는 전력의 송전을 담당한다. [그림 11]은 캘리포니아 주의 주요 송전선로를 나타낸다. 색상별로 보면 각 송전선 소유자를 파악할 수 있다. 또한 캘리포니아 주의 송전선로의 소유구조는 아래의 [표 5]와 같다.

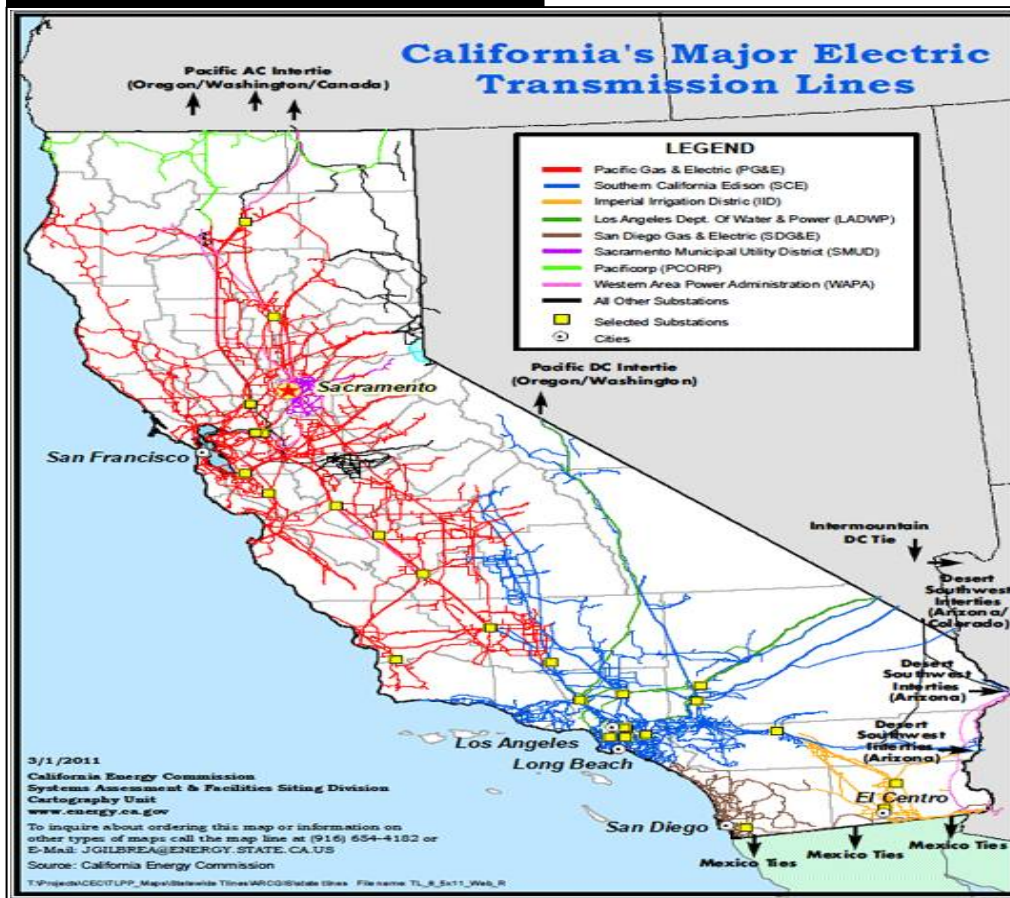
캘리포니아와 인근 주를 연결하는 계통연계도 중 주된 연계 선로로는, 북 캘리포니아와 태평양 북서지역 즉 오리건 주, 워싱턴 주, 캐나다를 연결하는 태평양 교류 계통연계(Pacific AC Intertie), 남 캘리포니아와 태평양 북서지역을 연결하는 태평양 직류 계통연계(Pacific DC Intertie), 남 캘리포니아와 유타 주를 연계하는 산맥 직류 계통연계(Intermountain DC Tie), 남 캘리포니아와 애리조나 주를 연결하는 남서 사막 계통연계(Desert Southwest Intertie)

등이 있다.

표 5 캘리포니아 송전선 소유구조

송전선 소유	거리	비중
PG&E	18,491	58.3
SCE	5,129	16.2
SDG&E	1,906	6.0
지역 utility	5,224	16.5
WAPA	971	3.1
총계	31,721	100

그림 11 캘리포니아의 주요 송전선로도



2. 전력수급 실적 · 전망

2.1 최대전력

캘리포니아의 2014년 하계 최대전력은 9월 15일에 44,703MW 이었으며, 최근의 전력저성장은 불경기 및 자가용 태양광 설비의 확대에 기인한다. 2006년 하계의 최대전력이 50,085MW로 가장 높았으며, 이는 당시의 기후여건 및 경제상황에 따른 것이었다. 2009년의 45,809MW에서 볼 수 있듯이 경제 상황이 안 좋아짐에 따라 전력소비가 줄어든 것을 알고 있다. 2009년 이후에는 전력소비량이 해마다 변동되는 것을 볼 수 있는데, 이는 경제상황 및 기후상황이 전체적으로 조합된 결과이다.

그림 12 '06년 이후 캘리포니아의 최대전력

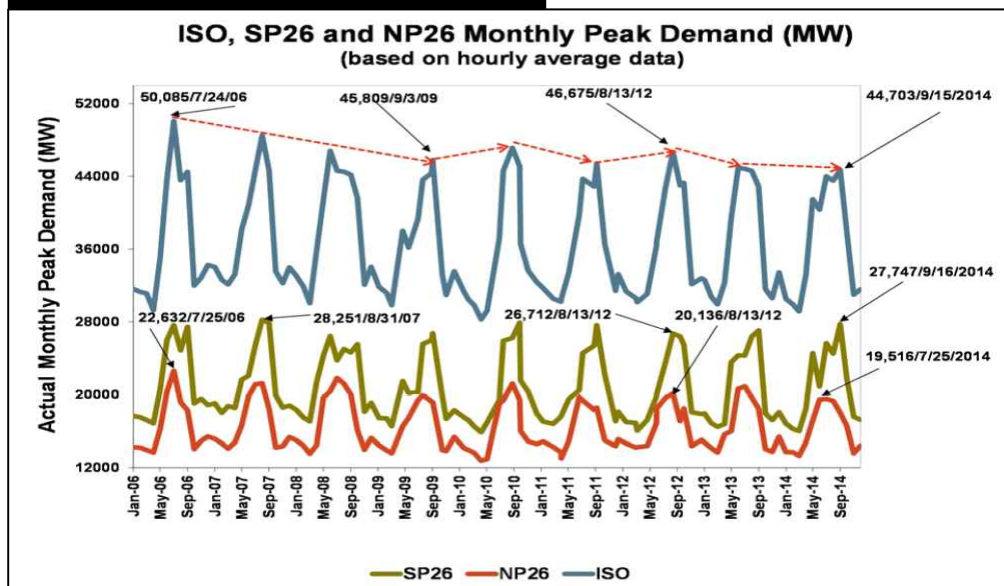
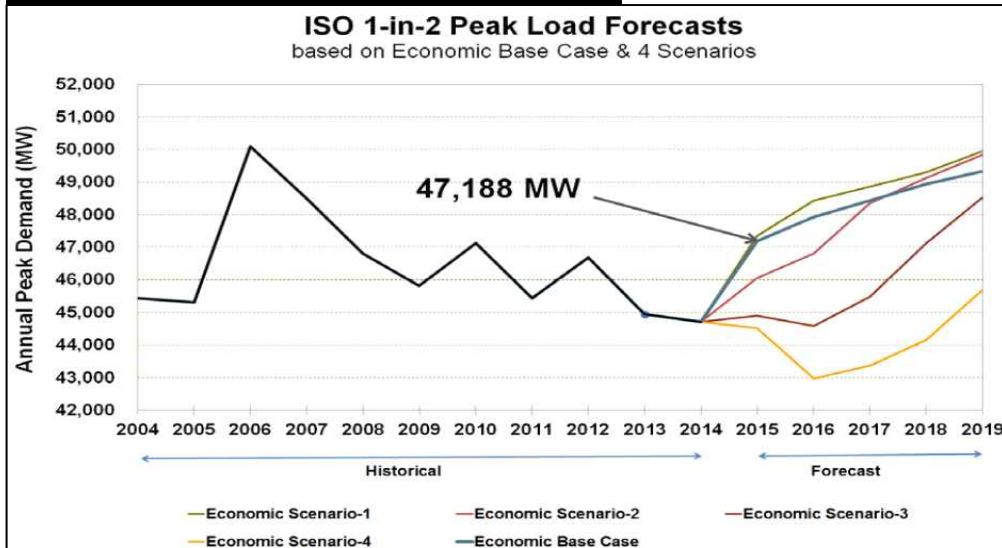


그림 13 캘리포니아의 최대전력 결과 및 전망치



2.2 예비력

캘리포니아 공공 유틸리티 위원회(California Public Utilities Commission)의 자원적정성 프로그램에 따라서, 캘리포니아 ISO는 15%의 예비력 마진을 갖고 있다. 전력공급자들은 소매 고객들의 “1-in-2 forecast” 수요예측(확률적으로 50%는 해당 값보다 높은 결과가 나오고 50%는 해당 값보다 낮은 결과가 나오도록 추정한 값)에 15%~17%의 예비력 마진을 추가하여 전력을 공급할 수 있는 능력을 확보하였다는 사실을 의무적으로 보여주어야 한다. 이것은 또한 캘리포니아 공공 유틸리티 위원회가 승인한 월별 수요반응의 양을 공급원으로 포함시킨다.

2.3 송전계획

2.3.1 송전계획 원칙 및 절차

캘리포니아 ISO의 송전계획은 “Order No.890”의 절차를 준수하며,

NERC, WECC 및 ISO계획 기준을 고수한다. ISO 송전 계획은 단기적이고 장기적인 신뢰도 분석, 경제성 계획평가, 그리고 시장을 뒷받침하며 신뢰성 있고 안전한 송전 인프라를 보장하기 위한 다른 핵심적인 연구들과 같은 다양한 기술적 분석을 하는 것이 연례 절차이다. "Order No.890"을 따르게 된 이후, ISO는 2008년에 신뢰성 평가를 마치고, 2009년에는 경제성 평가를 완료했다. 2010년에 ISO는 캘리포니아 주 정부가 제시한 신재생 에너지 접속 요건(Renewable integration requirements)에 더 잘 대응하기 위하여 ISO의 계통 계획 절차에 대한 대대적인 개선안을 개발하고 그것을 위원회에 제출하였다.

2.3.2 발전설비계획과 송전망계획 간의 연계

FERC가 2010년말 수정된 송전망 건설계획을 승인한 이후에, CAISO는 2020년까지 캘리포니아 전체 전력소비량의 33%를 신재생에너지로 공급해야 한다는 정책을 수립하였다. 이러한 목표를 달성하기 위해 계획 수립자들은 연간 기준으로 33%의 전력공급을 신재생에너지로부터 공급이 가능한지 타당성 조사를 시행했으며, 이를 위해 8760 시간의 발전량 시뮬레이션도 시행하였다.

2011년에 CAISO는 또 다른 고려사항을 추가하였다. 판매사업자는 신재생 에너지로부터 33%의 전력을 공급하는 것 이외에도 용량적정성 프로그램에 의해 자신의 관할구역에 전력을 공급해야 했으므로, 판매사업자들은 일반적으로 자신들이 필요로 하는 발전량의 33%는 신재생에너지 설비의 발전량이 되어야 했다. 이는 신재생에너지 설비를 위해서는 단순히 신뢰성이 있게 계통에 연계를 하는 것이 아닌 좀 더 특별한 것이 필요했다. CAISO는 판매사업자에게 적정 용량이 제공되는 지를 파악하기 위해 “발전가능량”을 제출하도록 하였다. 이를 제출하지 않으면 전력구매계약을 체결하지 못하도록 하였고, 신재생에너지 설비에 대해서는 아주 낮은 가격으로 계약을 체결해야 했다.

캘리포니아의 RPS 33% 확대정책은 신재생에너지 설비건설 및 발전소 계통연계 제안의 폭주로 이어졌다. 이러한 제안의 양은 캘리포니아 필요 신재생 에너지 설비의 4배나 되는 엄청난 규모이다. 현재의 엄청난 신재생에너지 설비건설 희망으로 인해, 전통적인 계획기법은 신규 설비에 필요한 계통보강을

엄청나게 과대예측하고 있으며, 발전사업자들은 실제 필요한 계통보강에 대해 현실적인 대응을 하지 못하고 있는 실정이다. 이로 인해 프로젝트 파이낸싱 및 발전사업자와 판매사업자 간의 쌍무계약이 대단히 어려워지고 있는 상황이다.

CAISO는 발전설비 계통연계의 주요절차를 송전망 건설계획에 포함시킴으로서 이러한 문제를 해결하였다. 2012년 7월, FERC는 현재는 구형 중인CAISO의 제안을 받아들였다. 신규 기법은 설비용량이 아무리 크더라도 대기 중인 발전설비에게 좀 더 현실적인 보강에 대한 요구조건을 제공하고 있다. 또한, 비효율적인 입지에서의 발전설비의 계통망연계를 위해 사용되는 높은 계통망보강 비용에 대해서는 캘리포니아 주민들이 직접 노출되는 것을 제한하였다.

새로운 계획은 캘리포니아의 신재생에너지 33% 확대정책을 실현하기 위해 필요한 발전설비들의 계통망 연계 필요성을 충족할 수 있는 송전망 보강을 파악하고, 승인하기 위해 송전망 계획 절차를 이용하는 것이다. CPUC가 개발하는 신규 발전설비 포트폴리오는 캘리포니아 에너지 위원회와 지방자치단체들의 입력자료로 이용될 것이다. 이는 판매사업자의 용량 확보행위 및 선호개발지역의 환경평가에 기초하여 전원개발의 지질학적인 패턴을 반영할 것이다.

이러한 방법으로 승인된 송전망 건설계획은 송전요금을 통해서 건설이 되고, 신규 송전가능용량은 송전망 계획에 의해 지원받고 있는 지역에서의 발전소 건설계획의 계통연계를 위해 할당하게 된다. CAISO의 할당 규칙은 주요 개발 및 파이낸싱 상황에 기초한 송전가능용량에 혜택을 받는 발전설비를 선택하게 된다. 만약 해당 지역에 신규 송전 가능용량 보다 많은 발전설비들이 존재한다면, 송전가능용량을 할당받지 못하고 차후에 비용회수를 하지 못하고 계통보강에 드는 비용을 내야 하는 전력만을 제공하는 설비로 남아야 한다. 이러한 접근방법 하에서 송전망 건설계획은 신뢰성 있고 경제성 있는 계획 중에서도 중요성이 가장 높은 설비를 우선 건설하게 되고, 계통보강에 드는 비용이 소비자에게 노출되는 것을 줄일 수 있게 된다.

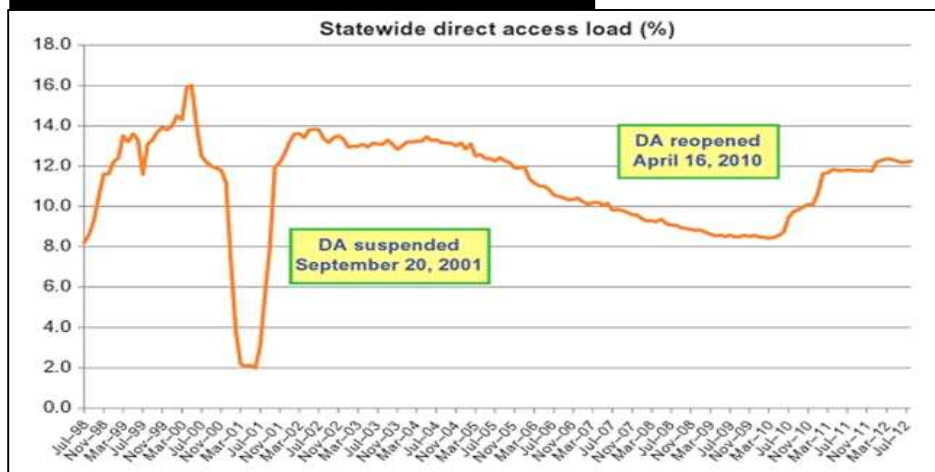
III 전기요금

1. 소매개방

2001년 10월 캘리포니아는 기존 소비자들에게는 예외이지만 신규 참여는 불허하도록 전력 직접구매(Direct Access) 제도를 유예한 바 있는데, 이는 캘리포니아 전력위기 사태를 멈추기 위해 캘리포니아가 시행한 장기전력 구매계약의 비용을 회수하기 위한 것이었다.

하지만, 2009년에 Senate Bill 695를 통과시켰으며, 이를 통해 신규 소비자에 대해서는 전력 직접구매를 허용하였다. CPUC는 2010년 4월부터 시행되는 4년 기간의 직접구매를 허용했는데, 개시 초년 및 2년도에 전력판매량 기준으로 직접구매가 가능한 수준의 35%에 대해서 직접구매를 허용하였으며, 3년도에 20%, 4년도에 10%를 추가하였다. 직접구매 가능용량이 계약 시행부터 빠르게 진행되었으며, 캘리포니아의 직접구매 비율은 8.5%에서 12%로 급증하였다.

그림 14 1998~2012년의 직접구매 참여율 변화



출처 : CPUC

PG&E의 경우 2009년 11월의 전력 직접구매량은 5,574GWh이며, 2013년 까지 9,520GWh 수준으로 확대(기존 대비 70% 확대)하기로 결정하였으며, SCE는 11,710GWh, SDG&E는 3,562GWh 까지 확대하기로 결정하였다.

표 6 PG&E의 추가 직접구매 가능량

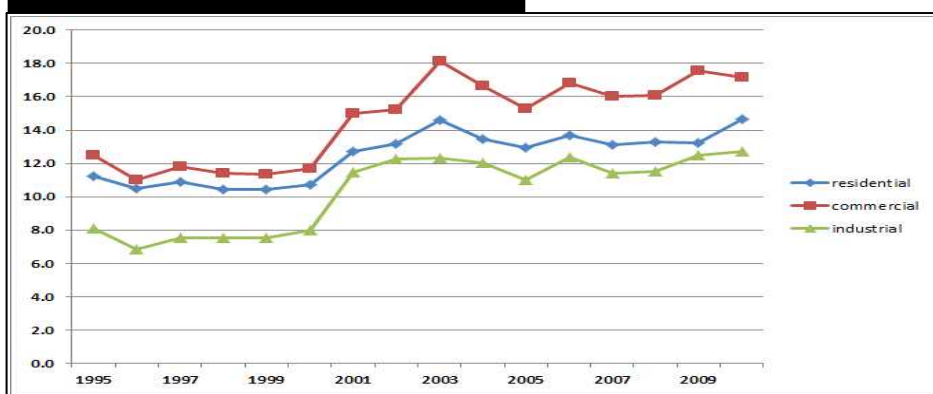
구 분	직접구매 가능량	비고
2010	1,381 GWh	신규 가능 직접구매량의 35%
2011	1,381 GWh	신규 가능 직접구매량의 35%
2012	789 GWh	신규 가능 직접구매량의 20%
2013	395 GWh	신규 가능 직접구매량의 10%

2. 전기요금

2.1 요금 추이

캘리포니아의 전력요금은 2000년대 초반 급상승한 바 있지만, 최근 10년간은 연간 1.5% 상승하였으며, 이는 최근 10년간 물가상승률 2.4%를 감안할 경우 낮은 수치이다.

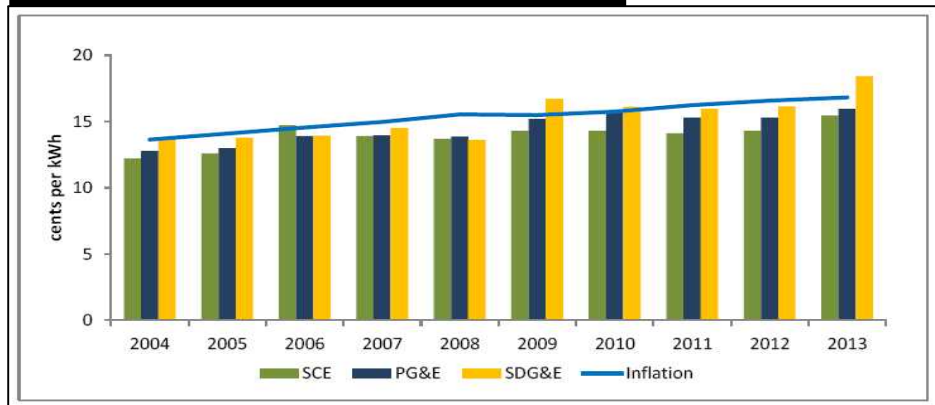
그림 15 캘리포니아 용도별 전기요금 추이



출처 : 캘리포니아 Energy ALMANAC

2010년 기준 캘리포니아 전기요금은 미국의 다른 주와 비교할 때 중간보다 높은 수준이다. 좀 더 자세히 살펴보면 주택용 14.7cents/kWh, 상업용 17.2cents/kWh, 산업용 12.7cents/kWh 이다.

그림 16 캘리포니아 주요 민영사업자 전기요금 추이

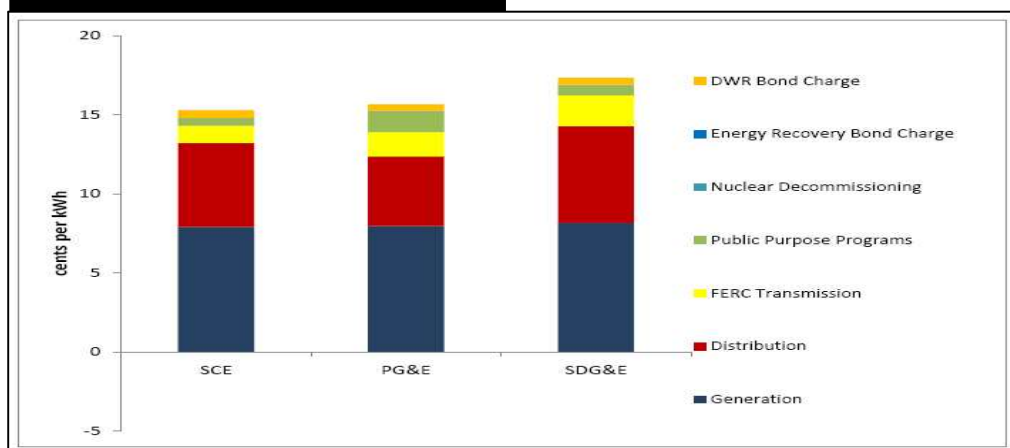


출처 : CPUC Electric and Gas Utility Cost Report

2.2 요금 구성

캘리포니아 주요 민영사업자의 2013년 전력요금 비용요소를 분석한 결과, 발전비용이 50%의 비중을 차지하고 있는 것으로 파악되었다.

그림 17 캘리포니아 전기요금 비용요소



출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

2.3 요금 제도

전기사업자 별로 다양한 종류의 전기요금 제도를 보유하고 있으며, 크게 전체 전력계통의 평균비용에 해당하는 요금에 기초하는 고정요금제, 계절별, 시간대별로 차이를 두는 계시별 요금제(Time of Use, TOU), 전력의 최종 공급비용을 시간별로 반영하는 한계비용에 기초하는 실시간 요금제로 구분 가능하다.

미국에서는 전력산업 구조개편이 이루어지기 전인 1985년에 PG&E가 처음으로 실시간 요금제의 실험을 개시한 이래로 실시간 요금을 시행하는 전력 회사와 수요자수가 증가하였다.

표 7 PG&E의 주요 전력요금 제도

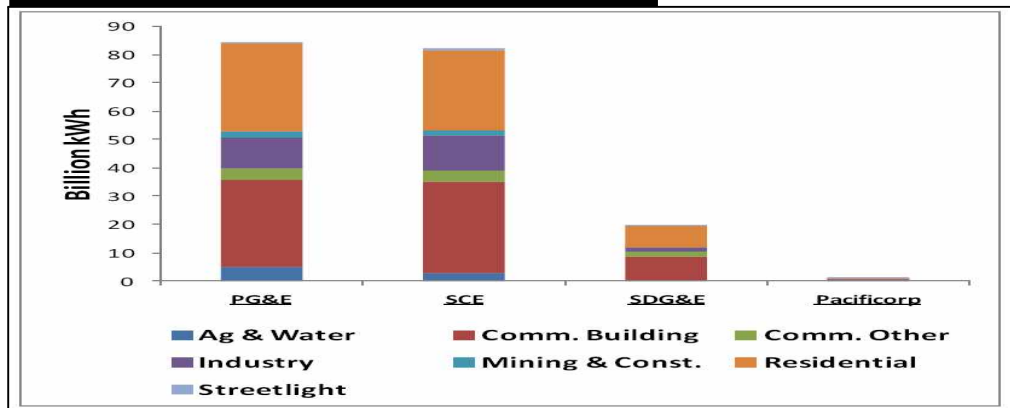
요금제도 명	주요 내용
A-1 (Small General Service)	최대 수요 75kW 이하의 소비자 대상
A-6 (Small General TOU Service)	A-1 제도에 TOU 포함
AG-1 (Agricultural Power)	농산물, 가축 사육 등을 위한 농축업용 요금제
AG-4 (TOU Agricultural Power)	AG-1 제도에 TOU 포함
E-1 (Residential Services)	가정용 전력요금
E-6 (TOU Residential Service)	E-1 제도에 TOU 포함
E-BIP (Base Interruptible Program)	상업용, 산업용, 농업용 소비자를 대상으로 하며 전력회사 요구시 부하 감축 필요
E-RSMART (Residential Smart RATE Program)	SmartMeter를 통해 소비자가 실시간으로 수요반응에 참가 가능

IV 주요 전력회사 동향

1. 캘리포니아 전기사업자

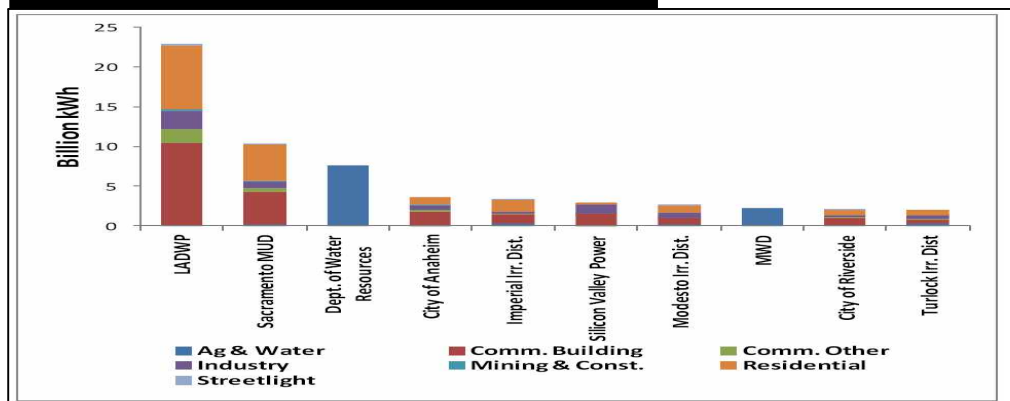
캘리포니아의 전기사업자(LSE, Load Serving Entities)는 담당 구역내 소비자의 전력수요를 충당하기 위해 전력 생산 및 확보 등의 업무를 수행하고 있으며, 州내에는 '13년 현재 75개의 전기사업자가 존재하고 있다.

그림 18 캘리포니아 주요 민영사업자 전력소비량 ('10년)



출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

그림 19 캘리포니아 주요 공영사업자 전력소비량 ('10년)



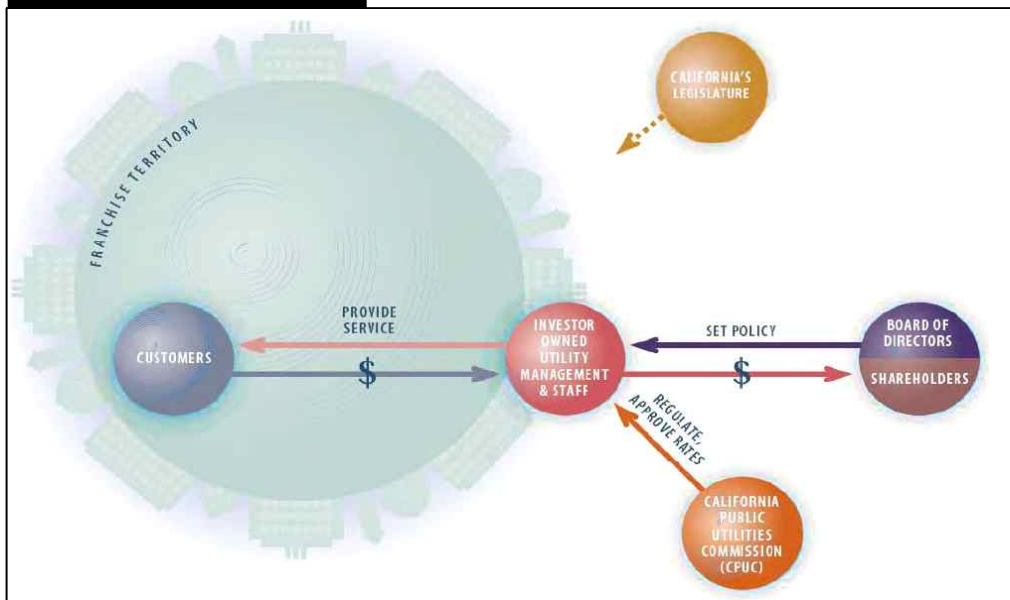
출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

전기사업자는 전력생산의 75%를 공급하는 민영사업자(IOU)와 나머지 25%를 공급하는 공영사업자(POU)로 구분할 수 있으며, 이외에도 소규모 전기사업자(ESP, RECs, NAU)가 존재한다. 현재 3개 민영사업자(PG&E, SCE, SDG&E)와 2개 공영사업자(LADWP, SMUD)가 캘리포니아 내 Top 5 전기사업자이며, PG&E, SCE, SDG&E 3개 업체가 캘리포니아 전체 전력의 68%를 공급하고 있다.

2. 전기사업자 분류

민영사업자인 IOU는 투자사업에 대한 수익이 주목적인 영리사업자로 특정 구역에 대한 독점영업권 부여 및 공급구역의 전 수용가에 대한 공급의무 규제 당국에 의한 규제를 받고, 전기요금에 적정 투자보수를 인정받는다.

그림 20 IOU의 개념적 설명

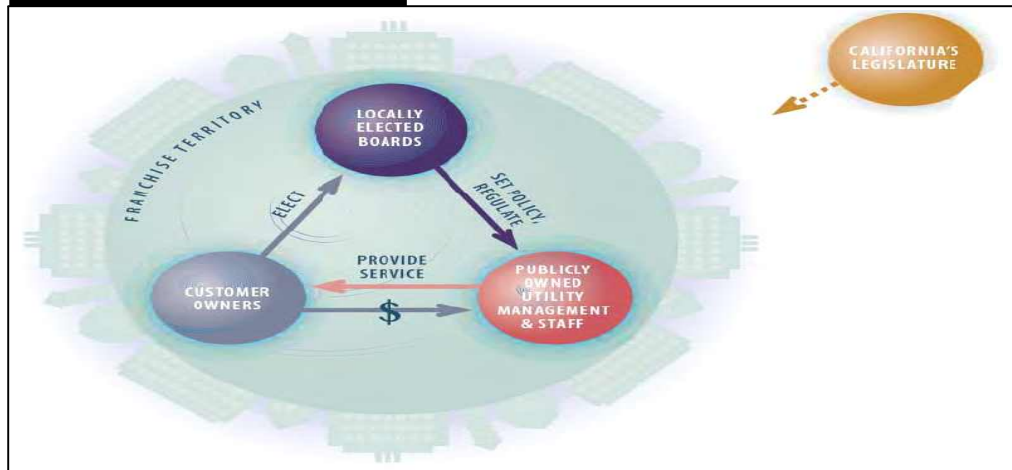


출처 : CPUC

공영사업자인 POU는 주 및 지자체 정부가 소유하는 비영리사업자로 원가에 전력을 공급하며, 수익발생시 커뮤니티에 기부 혹은 전기요금 인하 등을

통해 수용가에 환원하는 것을 원칙으로 한다. 대부분의 POU는 배전 업무를 수행하지만, 일부 대규모 사업자는 발전 및 송전 서비스도 수행한다.

그림 21 POU의 개념적 설명



출처 : CPUC Regulated California Electric and Gas Utility Ratepayer Costs

지역전기조합인 REC는 농민이나 커뮤니티가 조합원으로 구성되는 사업자로 대부분 조합원을 대상으로 전력을 공급하고, 농촌의 소규모 커뮤니티 혹은 공급비용이 비싼 농장 등에 전력 공급을 확대하는 것이 주 목적이다.

한편, 캘리포니아의 '13년 현재 전기사업자 현황을 보면 다음과 같다.

표 8 캘리포니아 전기사업자(LSE) 현황

구분	개수	사업자
IOU (민영사업자)	6개社	• Bear Valley Electric Service (BVES) • Liberty Energy (a.k.a. CalPeco for California Pacific Electric Co.) • Pacific Gas and Electric Company (PG&E) • PacifiCorp • San Diego Gas & Electric (SDG&E) • Southern California Edison (SCE)
POU (공영사업자)	52개社	• Alameda Power & Telecom • Anaheim, City of Public Utilities Department • Azusa Light and Water • Banning, City of Electric Department • Biggs Municipal Utilities

	• Burbank Water and Power • CCSF (also called the Power Enterprise of the San Francisco Public Utilities Commission) • Cerritos, City of Cerritos Electric Utility • City of Industry Administrative Offices • Colton Public Utilities • Corona, City of Department of Water and Power • Eastside Power Authority • Glendale Water and Power • Gridley Electric Utility • Healdsburg, City of, Electric Department • Hercules Municipal Utility • Imperial Irrigation District (IID) • Kirkwood Meadows Public Utility District • Lassen Municipal Utility District • Lodi Electric Utility • Lompoc, City of, Electric Division • Los Angeles Department of Water & Power (LADWP) • Merced Irrigation District (MeID) • Modesto Irrigation District (MID) • Moreno Valley Utility (MVU) • Needles, City of (Public Utility Authority) • Palo Alto, City of • Pasadena Water and Power • Pittsburg, City of Pittsburg Power Company Island Energy • Port of Oakland • Port of Stockton • Power and Water Resources Pooling Authority (PWRPA) • Rancho Cucamonga Municipal Utility • Redding Electric Utility • Riverside, City of Public Utilities Department • Roseville Electric • Sacramento Municipal Utility District (SMUD) • Shasta Lake, City of • Shelter Cove Resort Improvement District (RID) • Silicon Valley Power (SVP) • Trinity Public Utilities District (PUD) • Truckee Donner Public Utilities District • Turlock Irrigation District (TID) • Ukiah, City of, Electric Utilities Division • Vernon, City of Municipal Light Department • Victorville Municipal Utilities Services • California Municipal Utilities Association (CMUA) • Northern California Power Authority (NCPA) • Southern California Public Power Authority (SCPPA)
--	--

		• California Department of Water Resources (DWR) • Western Area Power Administration (WAPA) Sierra Nevada Customer Service Region • Western Area Power Administration (WAPA) Colorado River Customer Service Region
Electric Service Providers (ESP)	16개社	• 3 Phases Energy Services • BlueStar Energy Solutions • Calpine Power America • Commerce Energy, Inc. • Commercial Energy of California • Constellation Energy, Inc. • Direct Energy Business • Direct Energy Services, LLC • Enercal Usa • Glacial Energy Of California • Liberty Power LLC • Noble Americas Energy Solutions • Pilot Power Group, Inc. • Praxair Plainfield, Inc. • Shell Energy North America • Tiger Natural Gas, Inc.
Native American Utilities	2개社	• Aha Macav Power Service (AMPS) • Morongo Band of Mission Indians
Community Choice Aggregator	1개社	• Marin Clean Energy (MCE)

* ESP : IOU 공급지역에서 소비자에게 직접 전력공급 서비스를 제공하는 비전기사업자

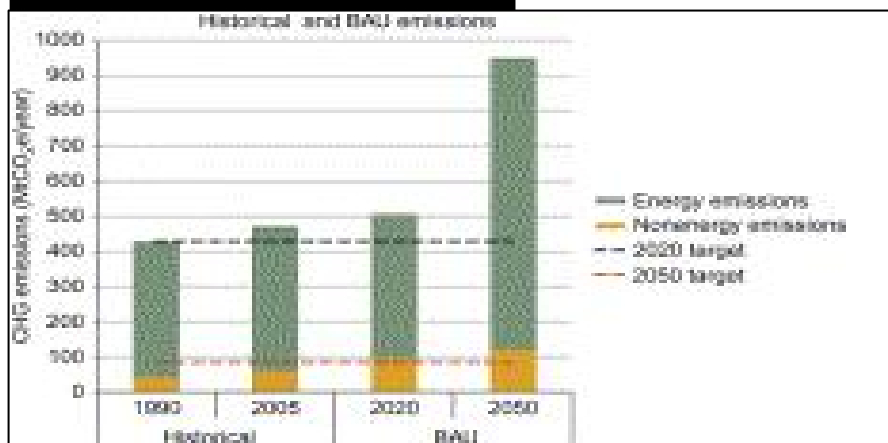
V 주요 정책방향

1. 환경보호를 위한 정책

캘리포니아는 Assembly Bill 32에 의해 '20년 온실가스 배출수준을 1990년 수준으로, '50년까지는 1990년 배출수준의 80%까지 감축하도록 Executive Order S-3-05를 수립하였다. 환경영향을 최소화하기 위해 캘리포니아 주 정부는 분산형 전원의 확대, 친환경설비의 급전순위 우대 등의 정책을 시행하고 있다.

캘리포니아가 지난 10년간 통과시킨 주요한 환경법안 중 하나는 온실가스 배출수준을 2020년까지 1990년 수준으로 감축시키겠다는 목표를 세운 Assembly Bill 32이다. 또한, 2050년까지는 1990년 배출 수준의 80%로 감축하기위해 Executive Order S-3-05를 수립되었다. 그림 22를 통해 이들 감축 목표와 캘리포니아 인구 및 경제성장을 고려할 경우의 일반적인 시나리오(BAU, business-as-usual)에서의 온실가스 배출량을 비교하여 파악할 수 있다.

그림 22 캘리포니아의 온실가스 감축 요건



* 출처 : 캘리포니아 과학기술위원회

Assembly Bill 32를 통해 캘리포니아 대기자원위원회(CARB, California Air Resources Board)가 온실가스 규제정책을 담당하게 되었으며, 대형 온실가스 배출업체가 실질적으로 온실가스를 감축할 수 있도록 유인하는 Cap-and-Trade 제도를 시행하기로 하였다. 캘리포니아 환경규제 하에서는 캘리포니아의 발전소 및 캘리포니아로의 전력수입은 기준 조건에 미달하므로 다른 온실가스 배출업체의 온실가스 감축을 통해 이를 실현하고자 하는 것이다. 해당 업체들은 온실가스 배출을 위해서는 이에 상응하는 양의 온실가스 배출허용권을 보유해야 하며, CARB가 승인한 온실가스 상쇄방안을 통해 자신의 온실가스 배출을 상쇄시킬 수도 있다. 캘리포니아 내의 전력회사 및 다른 온실가스 배출업체들은 온실가스 배출허용량을 할당받고, 잉여 및 부족 허용량에 대해서는 CARB가 주관하는 경매를 통해 각 업체들이 상호간에 사고 팔 수 있다.

Cap-and-Trade 제도는 화력발전소의 한계비용을 증가시킬 것이며, 이를 통해 전력시장에서 낮은 한계비용을 갖고 있는 신재생에너지 전원의 이용률을 높이고 화력 발전소의 기동을 줄이는데 의도가 있다. CAISO 전력시장은 온실가스 배출허용량의 가격을 일정 수준이하로 할 것을 고려하고 있다. 이외에도 CAISO는 온실가스 배출권의 가격이 발전사업자의 입찰가격에 반영되고, 캘리포니아 이외의 지역에서 수입해오는 전력가격에 반영되어 궁극적으로는 캘리포니아의 환경우선 순위에 의해 경제급전이 될 것으로 기대하고 있다.

2. 분산형전원 확대 정책

신재생에너지를 확대하려는 캘리포니아의 정책은 대규모 신재생에너지 설비 뿐만 아니라 총 12,000MW 규모의 분산형 전원에도 의존하려고 노력 중이다. 이러한 목표를 달성하기 위해서 정책입안자들은 분산형전원을 장려하기 위한 정책과 프로그램을 채택 중에 있으며, CAISO는 시장규칙 수정을 통해 이러한 변화를 지원하고 있다.

캘리포니아 태양광 확대정책은 소규모 태양광 개발을 장려하기 위해 설비규모에 반비례하는 발전차액지원제도를 포함하고 있으며, 소규모 태양광산업이 규모의 경제 및 가격 하락을 유도하기 위해 노력 중이다. 순에너지 계량 정책은 소비자들로 하여금 배전망 차원에서의 잉여전력을 저장하도록 유도하고 있으며, 소규모 태양광 설비 설치를 통해 전력요금이 아주 낮게 나오도록 유도하고 있다.

최근에는 주로 20MW 이하의 소규모 신규 열병합 발전설비에 대한 발전차액지원제도를 도입하였다. 여분의 전력을 지역 전력회사에 판매할 수 있다는 것은 앞으로도 이러한 열병합 발전설비들이 충분히 개발가능하다는 것을 의미한다. CPUC도 소비자측 계량기 설치를 통해 분산형전원에 대한 인센티브를 제공하는 자가발전 인센티브제도를 도입하였다. 마이크로터빈, 연료전지, 에너지저장장치와 같은 신기술뿐만 아니라 풍력발전, 내연기관 등의 전통적인 기술을 통해 이러한 제도 도입을 가능하게 만들었다.

표 9 캘리포니아의 분산형전원 지원정책

구 분	주요 내용
태양광지원제도 (California Solar Initiative, CSI)	• '06년부터 10년간 시행되는 CSI는 10년간 \$23.7억의 예산으로 1MW 이하의 태양광 설비를 1,940MW까지 확대하는 것을 목표로 함 (가정용 및 상업용 대상)
자가용발전지원 (Self-Generation Incentive Program, SGIP)	• '01년부터 '15년까지 시행되는 SGIP는 온실가스 배출 저감을 목적으로 하고 있으며, 현재 252MW가 지원 • 최대부하 감축을 위한 수단으로 사용되고 있으며, 풍력·폐기물·소형열병합 등을 대상으로 함 (태양광은 제외)

분산형전원은 많은 경우 자가용 발전으로 사용되기 때문에 CAISO가 급전지시를 내릴 수도 없고 정확한 출력량도 알기 힘들다. 분산형전원이 계통의 최대부하를 감소시키는데 도움을 주기는 하지만, 수요의 불확실성을 높이는데 기여할 수도 있다. 예를 들어, 많은 분산형전원이 태양광 설비인데 태양광은 기상조건에 의해 출력이 급변할 수 있으며, 일출 및 일몰시간에 출력이 시작되고 멈추게 되어 이 시기에 많은 발전설비들이 출력 증감발을 시행해야 한

다. 이러한 신재생에너지 전원의 출력량을 예측하도록 기술이 개발되고 있기는 하지만, 분산형전원이 증가하는 것은 출력 증감발 능력이 뛰어난 발전설비의 필요성이 대규모로 증가되고 있다.

또한, 친환경 발전설비의 급전순위 우대를 위해 기존 화력 발전소의 운영을 최소화, 분산형전원의 우선반영, 전력시장을 통한 수요측의 반응을 유도하는 등의 정책을 시행 중에 있다.

표 10 CAISO의 급전 순위				
급전 순위	①순위	②순위	③순위	④순위
내 용	에너지효율 및 절약	수요반응	신재생에너지 및 분산형 전원	환경 친화적인 발전설비

전력 측면에서 캘리포니아 주 정부의 환경보호 정책 실현을 위해 CAISO는 설비위치·특성·시간·태양광 일사량·풍력의 변동성 등에 따른 분산형전원의 일분 단위 부하, 태양광, 풍력의 프로파일을 개발하여 출력변동성 대응하고 있으며, 신재생 및 분산형 전원의 출력변동성에 대응하기 위해 CAISO내 모니터링 시스템을 구축하여 운영 중에 있다.

3. RPS 제도

캘리포니아는 최초로 2010년까지 총 발전량의 20%를 신재생에너지로부터 생산하는 것을 목표로 하는 RPS 의무량을 부과한 바 있다. 이는 총 전력 소비량에 부과되는 것이므로, 연간 기준으로 캘리포니아 주 내에서 소비되는 전력의 20%가 신재생에너지로부터 공급되어야 한다는 것을 의미한다. 캘리포니아는 2010년 목표 일정이 다소 지연되어 20% 의무량은 2011년말에 달성되었다. 하지만 그러한 동안에도 주지사 특별명령 및 Senate Bill X1-2에 의해 목표의무량이 2020년까지 33% 확대하는 걸로 증가되었다. 전력회사들은 2013년까지 소매판매량의 20%, 2016년까지 25%, 2020년까지는 33%를 신재생에너

지로 충족해야 했으며, 차후년도에도 이 비율을 유지해야 한다. SB X1-2는 CPUC가 규제하는 전력사업자 뿐만 아니라 주내의 수많은 지자체 사업자들에게도 신재생에너지 의무량을 요구하였다.

3.1 재생자원 통합정책 (Renewable Resource Integration)

캘리포니아 주 정부는 20퍼센트 재생자원 포트폴리오 구성기준(20 Percent Renewables Portfolio Standard)을 기반으로 하여, CAISO를 비롯한 전력산업 주요기관과 정책 추진을 함께 하고 있다. 이러한 과감한 목표를 달성하기 위해서는, 재생자원이 위치하고 있는 멀리 떨어진 장소와 주요 전력 소비지역을 잇는 송전망을 상당히 많이 건설할 필요가 있는 것으로 파악되고 있다.

3.1.1 재생자원 통합 프로그램(IRR)

캘리포니아의 재생자원 포트폴리오 기준을 비롯한 다양한 기후변화 관련 목표를 달성하기 위해서는, 대규모 친환경 전력자원을 전력망에 통합시켜야 한다. 이러한 시행과정에서 발생 가능한 걸림돌의 발견 및 해소를 위하여 CAISO가 주도하여 추진하는 계획이 IRRP이다. IRRP는 계통계획, 계통운영 및 시장운영 등을 아우르는 모든 과정에서 재생자원이 원만하게 통합될 수 있도록 관련 도구와 방법을 향상시키는데 주력한다.

3.1.2 간헐적 자원 참여 프로그램(PIRP)

PIRP는 간헐적으로 전력발전이 이루어지는 발전사업자들의 시장진입 장벽을 완화하기 위해서 2005년에 도입된 정책으로, 전력경쟁시장에서 풍력발전과 같은 사업이 참여하기 용이하도록 사업자의 재무적 위험을 완화하는데 초점을 맞춘다. 자원의 예측 불가능성을 감안하여, 최첨단 예측 프로그램 및 유연한 정산 규칙을 도입함으로써 시장에서 풍력발전을 보다 쉽게 받아들이도록 하고 있다. 이 프로그램의 영향으로 2009년 9월 현재 2,811MW의 용량에 해당하는 풍력발전소가 계통에 전력공급을 하고 있다. 향후 이 프로그램에 태양광 발전도 포함시킬 수 있도록 관련 이해관계자와 협의를 진행 중이다.

3.1.3 통합을 위한 기반시설 향상

전력계통의 상당 부분(현재의 20%나 향후 33%)을 “녹색전력”으로 채우기 위해서는, 신중한 계획 수립과 진행 협조가 수반되어 재생자원의 전력이 손쉽게 효율적으로 소비되도록 해야 한다.

CAISO의 연간송전계획수립 과정에서는 신재생에너지 발전량을 송전하기 위해 준비된 송전망 현황을 조사하게 된다. 계통 전체의 신뢰도, 지역별로 요구되는 전력용량, 계통연계 상황 등을 고려하여 안정적인 계통운전을 뒷받침한다. 그리고 간소화된 발전소 건설허가 신청 및 승인 절차를 통해서, 대기 중인 발전자원을 신속하게 해소하고 투자자들이 보다 적극적으로 발전 사업에 뛰어들 수 있도록 하였다.

한편, 연방에너지규제위원회(FERC)는 신재생에너지 개발의 걸림돌을 해결하기 위해서, LCRI(지역 제약 자원 계통연계)라는 독특한 재무적 도구의 사용을 승인하였다. 신재생에너지는 주로 계통과 멀리 떨어진 지역에 발전소가 세워지므로, 신규 발전사업자는 계통 연결을 위한 송전선을 건설해야 한다. 그러나 이를 위한 선불 투자액을 확보하는데 어려움을 겪는 경우가 빈번히 발생한다. LCRI는 이러한 사업자들에게 선불 송전비용을 제공하고, 발전소가 완공되어 발전을 시작하여 매출이 발생하기 시작한 후에 비용을 회수하게 된다.

아울러, 캘리포니아는 2008년 초부터 RETI(신재생에너지 송전 구상)을 추진하여 신재생에너지 관련 목표를 달성함은 물론 서부 전력계통 강화를 도모하고 있다. CPUC, CAISO, CEC(캘리포니아 에너지 위원회) 및 공공 발전사업자 등이, 1단계에서는 경제 및 환경 영향을 고려하여 40개의 ‘경쟁력 도모 신재생에너지 지역(CREZ)’을 파악하였다. 2단계는 현재 진행 중(2009년 6월 2A 단계 1차 보고서 발행)으로, CREZ를 보다 구체화(캘리포니아 밖의 지역 5군데를 포함한 36개 지역으로 정리됨)하며 100여 개의 송전 구획을 파악하여 주 전체의 송전계획을 재정비하게 된다.

VI 주요현안 및 시사점

1. 신재생에너지 확대

1.1 전력시장 및 계통 영향

캘리포니아 전력시장에서 RPS 제도의 영향은 이미 중요하며, 신재생에너지의 비중도 점차 늘어날 것이다. 전력사업자들이 RPS 제도에 깊숙이 영향을 받으면서 CAISO의 계획 및 운영기능이 여러 분야에서 영향을 받을 것으로 보인다. 첫째, 신재생에너지에 대한 급격한 수요는 발전사업자들로 하여금 계통망 연계가 필요한 대규모의 신재생에너지 설비를 건설하도록 할 것이다. 이러한 발전설비들은 태양광 및 풍력 입지가 좋은 곳으로 몰리는 경향이 있으므로 일부 지역에 몰릴 수도 있지만, 아마도 수요가 작은 곳일 수 있다. 이로 인해 신규 신재생에너지 설비에서 나온 전력을 수요지로 송전하기 위한 신규 송전망 건설이 필요하게 될 것이다.

둘째, 신재생에너지는 CAISO의 계통운영상 심각한 문제를 발생시킬 수도 있다. 전통 전원과는 다르게 대부분의 신재생에너지 전원들은 정확한 출력을 예측하기가 어려우며, 급전지시를 따를 수도 없다. 수요가 급격히 변하면 공급 측의 발전설비들이 수급 균형을 유지하기 위해 출력을 조절하던 예전 방식과는 달리, 신재생에너지의 출력은 변동성을 더할 뿐이다. 이와 연관된 문제는 초과발전이다. RPS 제도를 충족하기 위해 전력회사들은 신재생에너지 전원이 발전하는 전력을 가능한 많이 사려고 노력할 것이고, 심지어는 계통상황상 필요가 없을 때도 동일할 것이다. 연료비용이 들지 않고, 세금유예제도가 있는 상황에서 신재생에너지 사업자들은 현물시장가격이 '-'인 상황에서도 발전을 하려고 할 것이다.

셋째, 시장에 대한 심각한 영향이다. 신재생에너지 전원은 작은 규모의 연료비 및 운전유지비가 소요되므로, 신재생에너지 발전량이 증가할수록, 전력

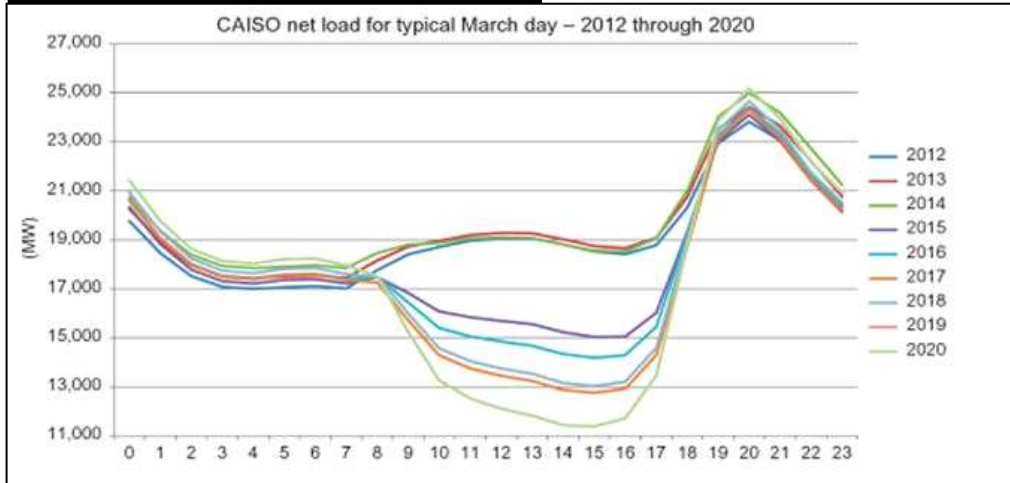
가격은 하락할 것이다. 전통 화력설비들은 줄어드는 판매량과 낮아지는 전력 가격을 느끼게 될 것이며, 이와 동시에 수급균형을 맞추기 위해 CAISO의 급전지시에 반응할 수 있는 화력설비들의 능력은 점점 더 중요해 질 것이다. 실시간 수급균형을 유지하기 위해 화력설비들은 이전보다 더 많이 기동·정지·감발 등의 기능을 수행해야 하며, 이로 인해 많은 설비들이 출력 대기 상태에 있어야 하는데, 문제는 전력판매로 인한 수익이 줄어드는 상황에서 이러한 행동들을 위해서는 비용이 증가한다는 데 있다.

1.2 전력시장의 개선 필요성

캘리포니아는 ‘20년까지 신재생에너지를 33%까지 확대하기로 하였으나, 신재생에너지 설비의 출력불확실성으로 인해 향후 전력계통 운영의 유연성 저하가 우려되고 있다. 태양광의 경우는 발전이 낮에 집중되어 백업 발전원의 지속적인 출력 증감발이 필요한 상황이며, 풍력의 경우는 분단위의 급격한 출력 변동으로 백업 발전원의 빠른 보상이 필요한 상황이다.

2020년 3월 어느 날의 순부하를 보면 낮 시간의 부하가 11,000MW 수준까지 떨어지는 것을 볼 수 있다. 이 수준은 수력, 원자력, 사전계약물량과 거의 비슷한 수준이지만, 여기에는 출력증감발이 가능한 설비가 거의 없어서 수요가 급감할 경우에는 과잉발전의 문제가 생겨서 신재생에너지 설비의 출력을 감소시키는 방법 이외에는 별도의 방법이 없게 된다. 또한, 급격한 상황에 대처할 수 있는 오후 시간의 급격한 수요증가에 반응할 수 있는 설비도 부족하다. 이러한 상황은 전기자동차 충전소와 같은 하루 중의 부하를 평탄하게 만들 수 있는 설비들의 필요성을 절실하게 한다.

그림 23 '20년까지의 봄 기간 순부하 예측량



출처 : CPUC

이러한 상황에서 현재 CAISO는 신재생에너지 전원의 안정적 운영을 위해 다음과 같은 전력시장 개선을 추진하고 있다. 첫째, '10년 非발전자원의 보조서비스시장 진입장벽을 완화하였으며, 이를 통해 보조서비스시장 참여가 가능한 최소용량 및 지속시간 등의 참여요건이 다음과 같이 완화되었다.

표 11 보조서비스 참여요건

최소 용량	지속 시간
• 1MW ⇒ 500kW	• 하루전 시장 참여 : 2시간 ⇒ 60분
	• 실시간 시장 참여 : 2시간 ⇒ 30분

둘째, '11년부터 급전계획 수립 시, 증감발 제약(Ramping constraint)을 반영하기 시작하여 급격한 출력 변동에 응동할 수 있는 백업 발전원의 증감발 필요량 (MW/5min)을 반영하여 급전계획을 수립하고 있는 중이다. 셋째, '13년부터 조정예비력(Regulation) 보상체계를 개선하여, 기존에 용량요금 만을 보상하던 것을 4초 단위 응동량 및 응동정확성을 반영하여 급전지시 응동향을 보상 중에 있다. 마지막으로, 14년부터 전력시장 구조를 개선하여 기존 하

루전/1시간전시장에서 하루전/15분전/5분전시장으로 변경하였으며, 이를통해 시장운영을 1시간에서 5분단위로 변경하여 전력수요와 신재생 발전량 예측 정확성을 높이기 위해 노력 중에 있다.

2. 3단계에 걸친 순차적인 MRTU 도입

구조개편의 실패 이후 캘리포니아 주에서는, FERC의 표준시장 설계지침에 따라 캘리포니아 전력산업이 새로운 시장 디자인으로 MRTU가 실행되고 있다. CAISO의 개정된 MRTU 디자인은, 세 개의 단계로 분류되어 있으며 시장을 두고 순차적으로 도입되고 있다. 발전업자들의 시장지배력 행사로 인한 높은 도매가격을 경험한 캘리포니아는, 우선적으로 시장지배력 완화조치를 일차적인 과제로 설정하였다. 즉, MD02의 최초의 단계인 1A단계를 시장지배력 완화를 위한 단계로 설정하였으며 이미 2002년 10월부터 시행되고 있다.

우선 1A 단계에서는 시장지배력에 대한 자동완화절차 (AMP; Automatic Mitigation Procedure)를 수행하는데, 이는 FERC의 미 서부지역 시장지배력 완화조치(2001년 6월부터 2002년 10월 30일까지 유효)를 대체하는 것이다. 이 단계에서는 발전기의 최근 입찰가격과 현 시장가격을 비교하여 입찰가격에 큰 변화가 생긴 입찰자를 인식하도록 시스템을 구성한다. 그리고 입찰자가 시장 지배력을 행사하는지 여부의 파악을 위해 다음과 같은 세 가지 시험단계를 구축하였다.

① 1 단계로는 시장청산가격(MCP)이 MWh당 91.87 달러를 초과하면, 발전기의 입찰가를 해당 발전기의 과거 입찰가격에 근거한 발전기의 기준가격(Reference Price)과 비교하는 시험과정을 거친다. 이는 뉴욕의 ISO에서 수행하는 과정과 유사하다. ② 두 번째 단계는 Conduct Screen이라 불리는 단계로서, 입찰가격이 기준가격의 200% 이상이 되거나, 기준가격보다 100 달러 이상 높은 경우에, 입찰자의 가격에 대해서 조사한다. ③ 세 번째 단계는 Impact Screen으로, 시장청산가격을 200% 이상 상승시키거나 50 달러 상승시

켰을 경우에 조사를 수행한다. 어떤 발전기가 일정한 기간 안에 위의 세 가지 테스트를 통과하지 못하면, 자동완화절차를 밟아 제 3자에 의해 특정 발전기의 입찰을 그 발전기의 기준가격까지 감소시키는 작업을 수행한다.

그 외에 “Damage Control Price Cap”(입찰상한 \$250)이라는 연성입찰가격 상한 제도를 도입하여, 발전비용이 입찰상한 250달러를 넘는다는 것을 정당화하지 못한 발전기에 대해서는 입찰상한가를 준수하도록 하는 방안을 제시하였다.

MRTU는 우선 시장지배력 완화의 1A단계 및 실시간 시장 안정화를 위한 제약하의 경제급전(Security Constrained Economic Dispatch; SCED)의 1B단계를 진행하였다. 1B단계에서는 UDPs(Uninstructed Deviation Penalties)를 선도거래시장이나 실시간 시장에 적용하여, 애초의 약속된 공급과 실제 공급이 심각하게 불일치할 경우에는 발전업자에게 시장가격에 기초하여 벌칙을 부과하도록 하였다. 1A단계는 2002년 10월에 시행되었고, 1B단계는 2004년 10월에 시행되었다.

2.1 Must Offer Obligation

적정용량 확보(Resource Adequacy 혹은 Capacity Requirement)는 책임 있는 기관의 관리 하에 모든 공급원과 수요반응(DR)까지 포함하여 이루어질 것이다. 책임 있는 기관은 2002년 1월의 CAISO 초기 제안서에는 부하책임업자(LSEs)로 표기되었으나, 2003년 5월부터는 기관의 성격 자체를 제한하지 않고 있다. CAISO가 최초로 시행하는 통합선도거래시장(IFM)에서 용량공급을 위한 제도는 도입되지 않을 것으로 보인다. 현 제안서 하에서 용량확보 책임주체는 IFM이나 RUC(Day Ahead and Hour Ahead Residual Unit Commitment)인데, 책임주체는 실시간 시장에 입찰할 의무를 지니나, 보조서비스 선도거래에는 반드시 참여할 필요는 없다.

적정용량 확보를 위한 방법으로는 용량시장(Capacity Market) 형성, 용량지불제도(Capacity Payment) 신설, 용량관련 거래나 비용 지불 없이 에너지 시장에서 희소성관련 렌(Scarcity Rent)을 도입하는 방법 등이 가능하다. 적정

용량 확보는 실시간 전력요금에 대한 수요의 반응이 이루어지도록 할 수 있다면 결정적으로 중요하지 않지만, 기술적으로 가격에 따라 실시간 수요를 변화시킬 수 없는 현 상황 하에서는 가격안정을 위해 필요한 제도이다.

현재 캘리포니아 MRTU에 제안된 ACAP(Available Capacity) 시장은 에너지시장에서의 용량지불제도와 병행될 것이기 때문에, 결국 용량에 대한 지불 규모를 매우 높은 수준으로 만들 것으로 예측되고 있다. 한편 용량에 대한 선도계약은 현물시장의 에너지 가격을 안정화하는데 도움이 될 것이라는 시물레이션 결과가 보고되고 있다.

2.2 모선별 시장가격(Nodal Market Price) 기초의 통합

선도거래시장

지역별 시장가격을 모선별 시장가격으로 전환하면서, 지역 간(Inter-Zone)과 지역 내(Intra-Zone) 혼잡을 구별하던 기존 제도를 폐지하여 Full Network Model(FNM)에 따라 혼잡완화 체계를 운영한다. 또한 종전의 FTR 대신에 CRR(Congestion Revenue Rights)을 도입한다. 실제 급전시의 불균형을 해소하기 위해 RUC (Residual Unit Commitment) 절차를 창안하고, 이를 통해 ISO의 부하예측과 IFM의 부하량과의 차이를 없애 균형을 이루도록 한다.

시장지배력은 입찰가격상한(Soft Cap)을 통해 통제하며, 상한은 현재대로 MWh당 250 달러로 정하고 입찰하한은 MWh당 30 달러로 한다. 현재 실시간 시장에서만 유효한 자동완화절차(AMP)를, 통합된 선도거래시장과 RUC에도 확대 실시한다는 계획을 가지고 있다. 국지적인 시장지배력 완화는 RMR 계약을 이용하고, PJM식의 완화조치를 IFM에 통합하여 사용하는 것을 원칙으로 한다. 지점별 시장가격의 차이는 혼잡과 송전손실비용만을 반영하도록 구성한다.

FNM은 ISO 통제지역의 계통연계와 WECC 계통의 실제 계약을 모두 반영하는 폐쇄 루프 모형으로 구성하여, ISO 통제지역과 다른 지역의 계통연계

들과 통제지역의 루프 조류를 모두 반영하도록 한다. 그러나 3단계 초기에는, WECC의 다른 지역이 이와 같은 네트워크 모형을 수용할 수 있는 준비가 이루어질 때까지 다소 단순한 개방 루프를 이용하여 네트워크를 운영한다.

Day Ahead IFM은 다음과 같은 순위로 운영계획을 수행 : ① ETC 계획, ② CRR과 연계된 Self-Scheduled 수요, MRR의 Self Scheduled 공급, ③ 다른 자가 계획(Self Schedule) ④ 에너지 입찰. 그리고 Hour Ahead IFM은 다음과 같은 순위로 운영계획을 수행 : ① 최종 DA 계획, ② ETC와 연계된 수요, 공급의 괴리, ③ MRR로부터의 Hour Ahead 자가 계획상 공급 괴리, ④ 다른 Hour Ahead 자가 계획과의 괴리, ⑤ 에너지 입찰과의 괴리.

2.3 보조서비스 시장

보조서비스 시장을 통합 선도거래시장과의 유기적 협조 하에 운영하며, 보조서비스 시장은 현행대로 네 가지 종류의 보조서비스를 제공한다. 에너지와 보조서비스를 통합하여 비용을 최소화하도록 보조서비스 자원을 선택하도록 하며, 보조서비스 한계가격(ASMP)의 설정은 에너지 시장이나 보조서비스 시장 어디를 선택하든 동일하도록 기회비용을 조정하여 결정한다.

2.4 송전혼잡 수익권(CRR)

기존의 송전선 경로마다 송전권을 설정했던, 흔히 Flowgate Right로 불리는 FGR을, Source To Sink(Point to Point) 송전혼잡 수익권(Congestion Revenue Rights)으로 대체한다. 그러나 필요할 경우에는, Flowgate Right의 가능성에 대해서는 지속적으로 고려한다. Source나 Sink는 모선 혹은 모선들의 결합체인 교류 허브(Trading Hub)를 지칭하는 것으로서, Source는 전력이 주입(Inject)되는 곳을, Sink는 전력이 인출(Withdraw)되는 지점을 지칭한다. 혼잡수익권의 소유자들은 반대방향으로 혼잡이 발생할 때 채무를 강제적으로 지게 되는데, 역방향 조류(Counter Flow)에 대한 지불이 이를 상쇄할 것이다.

TAC(Transmission Access Charge)를 지불한 공급사업자에게 송전혼잡 수익권을 제공하며, 소비자가 전력공급사업자를 교체할 경우에 송전혼잡 수익권도 그대로 따라가도록 되어 있다.

MRTU의 최초의 계획안에는 공급사업자에게 제공되는 송전혼잡 수익권이 순(Net) 개념으로 규정되었으나, 모선가격 하에서 국지적 혼잡을 규정하기 어렵다는 이유로 인해 결국 총(Gross) 개념으로 전환되었다. 송전혼잡 수익권은 오직 혼잡과 관련된 비용만을 계산하며 송전손실에 의한 모선가격의 차이는 계상하지 않는다.

송전혼잡 수익권의 공급은 다음과 같은 절차를 통해서 이루어짐 : ① CRR로 전환하지 않는 ETC 송전용량을 계산하여 전체 송전용량에서 제외한다. ② CRR로 전환하는 ETC와 새로운 PTO에게 송전권을 제공한다. ③ 공급사업자에게 제공한다. ④ 남은 송전용량을 입찰을 통해 일반 입찰자에게 제공한다.

3. 시사점

‘00년대 초반 캘리포니아 전력위기 사태의 주요 원인은 첫째, 도매가격을 자유화하면서 소매요금은 동결한 사항, 둘째, 발전사업자와 판매사업자의 장기 계약 금지, 셋째, 발전·판매 겸업 금지 등으로 인해 내부적인 리스크 흡수가 곤란했기 때문이었다. 발전사업자들은 연료비 상승분의 도매가격 전가, 도매시장에서의 의도적 공급용량 축소 등 시장가격을 상승시켜 이득을 취한 반면, 판매회사는 이에 따른 모든 비용을 부담할 수 밖에 없는 구조였다. 만약 판매회사가 발전회사와 장기구매계약 체결 혹은 판매와 발전 겸업 사업자가 많았다면, 시장가격 조작 인센티브가 낮아지고, 원가상승 리스크를 분담 가능했을 것이다.

하지만, 이러한 일련의 사태 이후 시행된 캘리포니아 전력시장 재설계를 통해 전력위기가 재발될 수 있는 상황을 미연에 방지하고 있으며, 이를 통해 전력산업이 미래 변화를 수용할 수 있는 다음과 같은 체계를 구축할 수 있는

계기를 마련하게 되었다. 첫째는 지역별 가격 신호(LMP)에 기반한 새로운 CAISO 현물시장의 도입이며, 둘째는 Resource Adequacy(용량적정성) 프로그램을 통해 적절한 수준의 예비력을 확보하여 현물시장의 변동성에서 최종소비자를 보호하고 신규 발전사업 투자에 대한 인센티브를 마련하는 것이다. 마지막으로 캘리포니아 주 정부의 환경정책 등 정책변화 및 스마트그리드, 수요반응, ESS 등 신규 기술이 CAISO에 연계 가능하도록 전력시장을 지속적으로 변화시키고 있는 상황이다.

전력산업은 엄청난 변화의 소용돌이 속을 지나가고 있으며, 에너지 및 환경정책, 신기술의 도래 등 변화의 주요한 요인들은 어려워 보이지만 시장설계, 계통운영, 설비계획을 통해 해결해 나아갈 수 있는 것들이다. 단기의 발전기 기동계획부터 장기의 시장재설계 및 송전망 설비계획까지, 예전보다 더 많은 불확실성 속에서 남은 많은 과제들은 중대한 결정을 해야만 한다.

최근, 국내에서도 '35년까지 분산형전원 15% 확대, '24년까지 신재생에너지 10% 확대 등 국내 전력산업 및 전력시장의 근간을 흔들 수 있는 많은 정책들이 쏟아져 나오고 있는 시점이므로, 캘리포니아의 정책 동향 및 이에 따른 전력시장의 개선방안 등을 면밀히 검토하여 국내 적용방안을 마련할 필요가 있으며, 수많은 수요반응 프로그램이 현물시장 가격과 계통망 상황에 연계되어 있어있는 캘리포니아의 사례를 지속적으로 관찰하여, 시간대별 전력요금 제도 및 수요반응 프로그램의 국내 도입시 소비자들이 자발적으로 비용 절감 혹은 환경 보존 등을 위해 전력사용량을 조절하고, 수급균형을 유지하는 방안이 되도록 시장설계를 해야 할 것이다.

< 참 고 문 헌 >

1. Fereidoon P. SioShansi (2013), Evolution of Global Electricity Markets, ELSEVIER
2. 캘리포니아 ISO
<http://www.caiso.com/Pages/default.aspx>
3. 캘리포니아 전력 통계 및 데이터
<http://energyalmanac.ca.gov/electricity/index.html>
4. 미국 에너지국 EIA - 미국 주별 분석 - 캘리포니아
http://tonto.eia.doe.gov/state/state_energy_profiles.cfm?sid=CA
5. CEC Et Al.(2005), Agent-Based Simulation of An Automatic Mitigation Procedure, EPRI.
6. Wolak, Frank (2003), Lessons From the California Electricity Crisis, CSEM Working Paper 110, UCEI