

2015년 해외 전력시장 동향

WORLD POWER MARKET TREND *Yearly*

ERCOT

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.

ERCOT

전력시장동향

I. ERCOT 현황	3
II. 시장구조 및 운영실적	18
III. 계통운영	30
IV. 계통계획	40
V. 기후변화에 대한 대응	44
VI. 주요현안 및 시사점	48

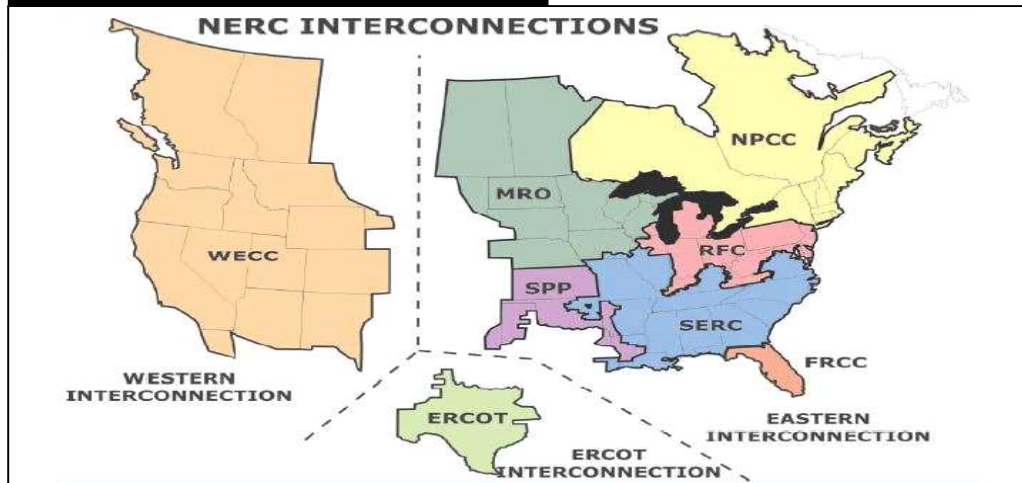
I ERCOT 현황

1. ISO 개요

1.1 설립 배경

텍사스 주의 전력계통과 전력거래를 관리하는 독립적인 제3의 비영리기관인 ERCOT¹⁾은 현재 미국 내 3대 계통 연계기구 중 하나이며, 10개 ISO/RTO 중에 하나이다.

그림 1 NERC Interconnected Grids 구분



출처 : Texas Nodal Market Guide, ERCOT

1970년 설립당시 ERCOT은 ‘북미신뢰도협의회(NERC)’의 규정에 따라 지역 전력회사들이 모여 구성한 Texas 지역의 전기안전 및 신뢰도 관리조직²⁾이었으나, 전력산업구조개편에 따라 독립 ISO 및 전력거래기관으로 기능이 변화되었다. 구조개편의 원활한 추진을 위해서 소유 및 운영주체가 상이한 지역 내 10개의 소규모 계통을 통합적으로 독립된 입장에서 운영할 비영리기관의 필요성이 대두하여, ERCOT이 1996년 8월 관할구역내 독립 ISO로 역할

1) Electric Reliability Council Of Texas

2) 주내 10개의 지역계통에 대한 송전제약 및 병목현상 해소를 위한 제한적 지시기능 수행

이 변화된 것이다.³⁾

표 1 구조개편 경위 및 법안 내용

〈 구조개편 주요 경위 〉	
☐	1995년 : 주 공익사업규제법 개정으로 도매전력시장 도입
☐	1996년 : 단일계통운영자 (ERCOT ISO) 설립
☐	1997. 8 : 텍사스 상원에 ‘전력산업 구조개혁위원회’를 구성·운영
☐	1999. 5 : ‘텍사스 전력선택법’(Senate Bill 7) 상원 통과 ○ 99. 6월 주지사 조지 부시 동 법안 서명, 9월 법안 발효
☐	2001. 7 : ERCOT는 Pilot Program을 통해 소매경쟁 모의운영
☐	2002. 1 : 소매경쟁 전면 개시 (Retail Customer Choice)
〈 법안 주요내용 〉	
☐	2002. 1.1까지 모든 민영전력화사를 발전송배전 판매부문으로 구조분리 시행
☐	송전망사업은 당분간 PUC에서 규제
☐	어떤 발전회사도 ERCOT 전체 발전력의 20%이상 소유 금지
☐	소매공급사는 주거용 및 소규모 상업용 고객에게 전력공급
☐	시영전력회사와 전력조합에게는 소매경쟁 참여시기의 자율적 결정권 부여
☐	신재생에너지를 2009년까지 200만kW 확보하는 법적인 소비 목표 강제 등
☐	전기요금 동결조치(1999.9.부터 2002. 1. 1까지)

출처 : ERCOT Board Orientation 2010

1999년 Senate Bill 7에 의해 전력시장에서 투자자 소유 설비의 분할과 해당 지역에서 소매 고객의 선택권이 주어졌으며, ERCOT은 현재 전력계통 신뢰도, 송배전망의 접속 개방, 소매 고객의 선택에 따른 절환 절차(ISO의 소매 거래를 위한 등록 대리인으로서의 책무와 전력의 생산과 수송을 위한 도매 시장의 정산 업무 등 4가지 주요 임무를 담당한다. 조직의 기능으로는 실시간 계통 운영, 도매시장과 보조서비스 시장 관리, 계통계획의 조정, 신재생에너지의 용량관리, 시장 참여자와 주주의 활동 지원을 수행한다.

3) 상위기관은 PUCT(텍사스공익위원회)이며, FERC와는 규제적 관계가 없음

그림 2 ERCOT 관할구역



출처 : 2009 ERCOT Annual Report, ERCOT

소매경쟁 개시에 따른 ERCOT의 법적의무는 ① 소매전력시장 개설, ② 송배전망에 대한 제3자의 비차별적 접속권 보장, ③ 지속적인 전력계통 신뢰도 확보, ④ 소매선택권 관련 정보 DB의 유지 및 제공, ⑤ 전력 생산과 전달 과정을 계산하기 위한 정산시스템 구축 (계량 등), ⑥ 법으로 부과된 재생에너지 사용촉진 프로그램의 집행을 관리 등이 있으며, 또한 PUCT의 감독하에 시장운영규칙(Protocols)⁴⁾의 제정 및 집행 기능을 수행해야 한다.

1.2 주요 연혁

북미지역의 계통 연계를 고려한 NERC 산하의 8개 Regional Reliability Council(RRC)중의 하나이면서 9개 Independent System Operator (ISO) 중의 하나인 지역 신뢰도 위원회인 ERCOT은 1996년 독립계통운영자(ISO)로 승인되었다. 텍사스 주는 1999년 소매경쟁도입법안이 통과되고, 2002년부터는 완전 소매경쟁이 시작되었다. 텍사스의 전력구매자가 직접 공급업자를 선택

4) 시장운영규칙 (Protocol) 내용

- ① ERCOT 관할 시장과 계통의 운영과 신뢰성에 대한 규정
- ② 전기의 생산과 전달을 계산하는 것과 관련된 규정
- ③ 소비자 선택권을 지원하기 위한 규정 등

할 수 있고, 공급업자간의 경쟁 체계가 정착되어 ERCOT은 소비자들의 공급업자 교체빈도가 높아 성공적인 시장으로 평가받고 있다.

표 2 ERCOT 주요 연혁

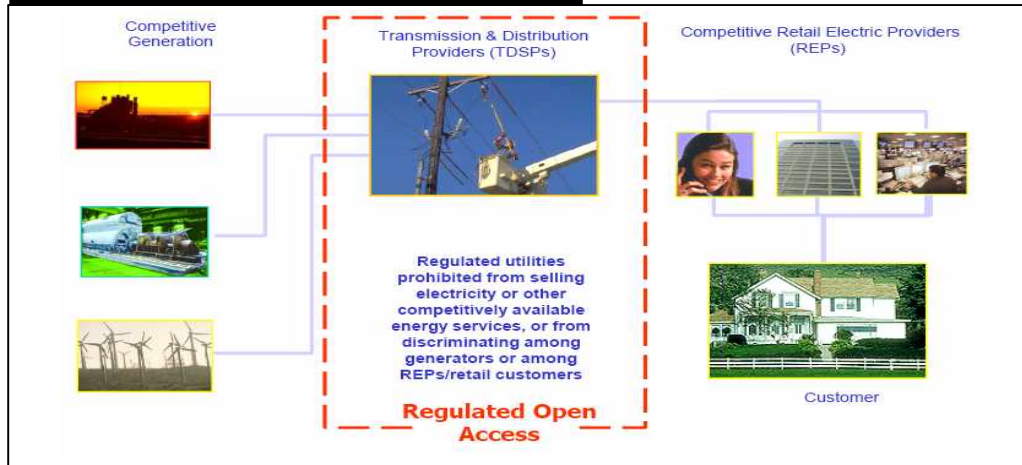
- ☐ 1995년 TEXAS 도매시장 규제완화를 위한 PURA 발효
- ☐ 1996년 9월 북미지역 10개 ISO중에 처음으로 비영리 ISO기구로 발족
- ☐ 1999년 5월 SB7 소매규제 폐지 입법으로 2002년 1월부터 소매시장 선택권 부여
- ☐ 1999 ~ 2001년 시장참여자들이 계통 신뢰도 확보와 도소매 경쟁을 위한 시장규칙 개발
- ☐ 2001년 7월 10개의 제어소를 ERCOT으로 합병하여 단일화
- ☐ 2002년 1월 소매 경쟁시장 완전 개방
- ☐ 2003년 9월 PUCT가 nodal 도매 시장을 개발하도록 ERCOT에 지시
- ☐ 2006년 3월 PUCT가 2009년까지 TEXAS 도매 전력 Nodal Market으로 이행토록 규칙 승인
- ☐ 2010년 12월 노달시장 개설
- ☐ 2014년 풍력발전 10,957MW 돌파(2014. 12. 25)
- ☐ 2015년 8월 69,000MW 돌파(69,783MW 2015. 8.10)

출처 : ERCOT Board Orientation 2010

텍사스 주는 1995년 PURA(Public Utility Regulatory Act) 제정으로 도매 전력 시장을 도입하였으며, PURA의 주요 내용으로는 ① 도매시장 경쟁 촉진, ② 공급능력 확충 (신규건설, QF 또는 Exempt Wholesale Generator등의 제3자로부터 전력 구매), ③ ERCOT 지역 내에 ISO 설립 등이 있다.

1996년에는 단일 계통운영자인 ERCOT ISO가 설립되었으며, ERCOT ISO의 임무로는 ① ERCOT 관할구역내의 계통 Security, ② 시장조성 촉진 및 OASIS(송전계통 및 시장정보 제공) 운영, ③ 관할 구역내 Utility가 작성한 송전계획의 조율이며, 이는 기존의 ERCOT 관장업무가 확장되고 시장촉진에 대한 임무가 추가된 것이다. 텍사스 지역 계통운영은 각 Utility별로 계통운동을 담당하고, ISO는 관할구역내의 Security 위주로 운영과 선로계획 등의 조율과 현물시장의 관리를 담당하는 Minimum ISO 형태이다.

그림 3 경쟁시장에서의 텍사스 전력산업 구조



출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

1997년에는 텍사스 상원에 ‘전력산업 구조개혁 위원회’를 구성 및 운영하였으며, 1999년에 텍사스 전력선택법(SB7)의 상원 통과로 소매경쟁 도입과 전력산업의 부문별 분할 등 본격적인 구조개편을 위한 법률체계를 확립하였다. SB7의 주요 내용으로는 다음의 사항들이 있다. 첫째, 수직 독점 전력회사(IOUS)의 부문별 분할, 이는 모든 IOU는 2002년 1월 1일까지 발전, 송전/배전 및 판매회사로 분할해야 하며, 분할은 매각이나 자회사 분리 방안 중 선택이 가능하다는 것이다. 둘째, 송전과 배전망은 독점체제를 유지하되 PUCT가 규제하지만 계량검침 업무는 경쟁이 가능하다. 셋째, 발전회사의 시장점유율 제한, 이는 모든 발전회사는 발전구역(Power Region, 9개의 발전구역 존재)별로 설비용량의 20%를 초과할 수 없다는 것이다. 하지만, Munis(시영전력회사)나 Coops(전력조합)는 발전용량의 20% 제한과 송전선 개방 의무를 면제해주어 자율적인 결정에 따라 시장개방 또는 독점유지 중 선택이 가능하도록 하였다. 넷째, 주택용 및 소규모 상업용 소비자를 대상으로 한 ‘Price to Beat’ 요금제의 의무화, 이는 기존의 Franchise 공급자가 너무 낮은 소비자 요금을 책정할 경우 신규 경쟁업체의 신규 소매 Marketer의 진입에 제약이 되므로 소비자 요금의 하한선을 제정한 것이다. 이를 위해 Franchise 공급사는 1999년 1월 요금 대비 6% 인하된 요금으로 요금을 동결⁵⁾하였으며, 이 요금의 적용기한은

소매경쟁 개시부터 36개월(2004.12.31限) 또는 소비자의 40%가 공급사를 전환하는 시점까지 적용하였다. 다섯째, 좌초비용의 회수를 위한 근거 제공, 곧 구조개편에 따른 좌초비용은 1999년 1월 이후 공급지역내의 소비자 부담으로 회수한다는 것이다.

2001년 6월에는 소매경쟁 시범프로그램(Retail Pilot Program)을 개시하여, 판매량의 5%에 해당하는 소비자에게 소매공급사 선택권 시범적으로 부여하였다. 2002년 1월에는 소매경쟁을 전면적으로 시행하였으며, 2003년에는 PUCT가 ERCOT에게 기존의 zonal에서 nodal을 기반으로 하도록 시장을 재설계하도록 하였다.

2010년 1월 nodal시장 준비를 위해 발전자원에 대해 0.375\$/MWh의 추가요금을 부가하고 2010년 12월 1일 운영효율성 제고와 시장기능의 향상을 위해 nodal 시장으로 전격 전환하였다.

2014년 12월 25 풍력발전이 10,957MW를 돌파하였고 2014년 한해동안 3,610만 MWh의 전력을 생산하였다.

2015년 8월 ERCOT은 절전경보를 발령하고 오후 3시~7시까지의 피크시간동안 전기 사용을 제한하거나 줄이도록 소비자들에게 요청하고 있다. 이는 최근 2015년 8월 10일 최대부하가 69,783MW에 도달하는 등 전력사용량이 크게 늘어나는 것에 대한 우려 때문이다.

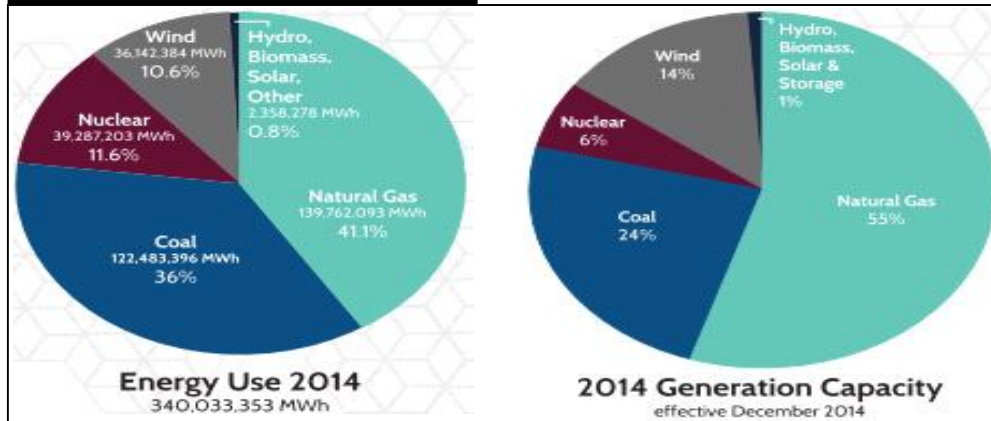
1.3 ISO 최신현황

2015년 8월 현재 미국 텍사스 州내 약 2천4백만 명의 소비자를 보유하고 있는 ERCOT은 텍사스 전체 부하 중 90%를 담당하고 있으며, 이중 75%가 소매경쟁을 이용하고 있다. 현재 550개의 발전소와 77,166MW의 규모의 설비용량을 가지고 있으며 전체적으로 1,400개가 넘는 시장참여자가 활동하고 있다. 2014년 총 발전량은 2013년보다 2.5% 증가한 3,400억 kWh이다. 가장 최근의 최대부하는 2015년 8월 10일의 69,783MW⁶⁾에 달했다.

5) 연도별로 물가인상률에 연동화

6) ERCOT의 최소설비에비율은 13.75%임

그림 4 ERCOT 설비용량 및 발전량



출처 : ERCOT Quick Facts, ERCOT 2015

2010년의 발전량에 기초하여 시장규모는 \$320억에 달하며, 2014년의 총 발전량은 340,033,353MWh에 달했다. 평균적으로 전력요금은 0.1\$/kWh이다. 2015년 현재 1,400여명의 시장참여자가 전력을 생산·판매 등을 수행하고 있다.

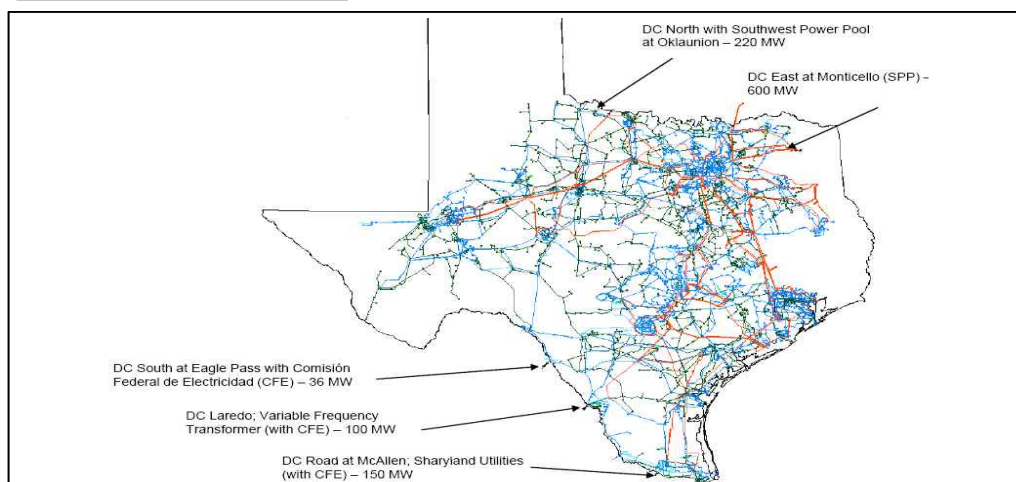
텍사스 전력선택법(SB7)이 통과된 1999년 이후로 51,526MW 규모의 발전설비가 신규로 진입하였으며, 143개의 낡은 발전소가 폐지되었다. 현재 62,637MW의 신규 발전설비가 시장진입을 위해 검토 중이며, 이중 36,124MW가 풍력 설비, 5,900MW가 원자력, 12,954MW가 천연가스, 4,075MW가 석탄, 1,454MW가 태양광, 150MW가 바이오매스 설비이다. 현재 텍사스의 풍력설비는 12,000MW에 달하며, 이는 미국 내 가장 높은 수치이고 텍사스 주를 단일 국가로 가정할 경우 전 세계적으로도 5번째에 해당하는 수치이다. 2015년 2월 19일에는 텍사스 총 부하의 34%에 해당하는 11,154MW를 풍력설비가 담당하기도 하였다.

텍사스 주의 전력시장 경쟁 도입에 따라, 2014년 8월 현재 가정용 소비자의 90%, 소형 상업용 소비자의 91%가 경쟁소매업체에게서 전력을 구매하고 있으며, 2002년에는 불과 5개였던 소매업체가 현재는 198개에 이르고 있다. 수요반응프로그램으로는 2015년 8월 현재 1,390MW가 수요자원 시장, 850MW

가 긴급 부하 차단 서비스, 220MW가 에너지 효율 프로그램에 참여중이다.

텍사스 전력계통은 미국의 다른 송전계통으로부터 분리되어 있는 일종의 고립된 섬(Electrical Island)이므로 인근 주로부터 전력을 수입하거나 수출하기 위한 송전선이 연계되어 있지 않다. 텍사스와 다른 주를 연결하는 유일한 연계는 북부 텍사스와 동부의 연계망을 연결하는 동부 텍사스에 있는 DC이다. 텍사스 주의 총 송전선로는 약 43,000miles이며, 이 중 345kV가 9,249miles, 138kV가 19,565miles이다.

그림 5 ERCOT 송전선로



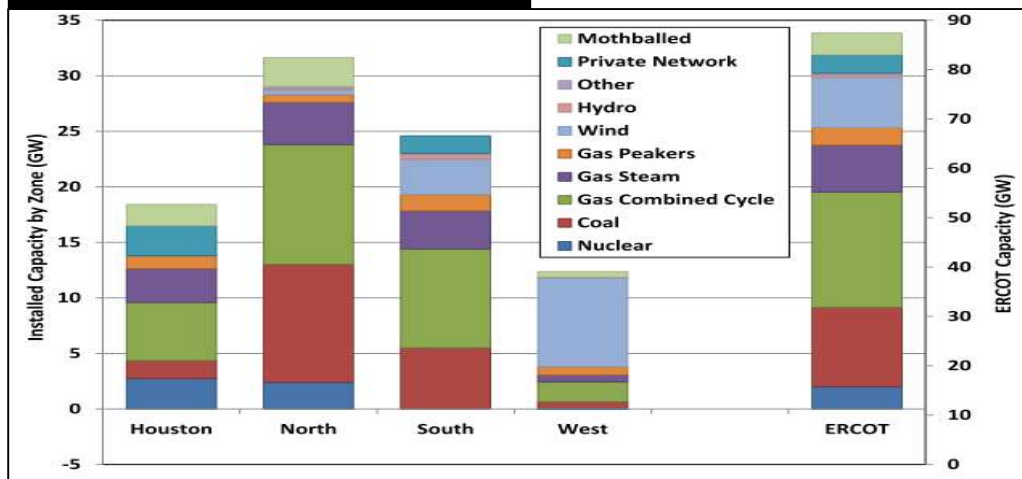
출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

텍사스 전력선택법(SB7)이 통과된 1999년 이후로 14,120miles 규모의 신규 송전설비가 건설되었으며, 현재 추가적으로 553miles 규모의 송전설비가 건설 검토 중이다. 1999년 이후 송전설비 건설에 따른 건설비용은 약 \$66억에 달하며, 현재 신규 송전설비 건설을 위해 \$149억이 투자되었으며, 이중 풍력발전설비 연계에 따른 비용은 \$60억에 달한다.

[그림 6]은 지역별로 원별 발전설비의 설치용량 구성을 보여준다. 이에 따르면 ERCOT에서는 천연가스와 석탄화력이 주요 전원이고, 원자력 전원은 North, South 지역에만 위치하는 것을 보여주고 있다. 이는 지난 10여 년간 최

신 복합화력 발전기가 많이 설치된 사정을 반영하고 있지만 구형 천연가스 발전소가 퇴조하는 것과 맞물려 점유율 변동은 미미하다.

그림 6 ERCOT 지역별 발전설비 현황



출처 : 2013 State of the Market Report, ERCOT

ERCOT 전력시장에서는 지역별로도 부하의 분배나 용량 분배가 거의 유사한데, 강한 수직 통합적인 전력산업 특성에 따른 투자의 결과이다. North 지역은 용량의 36%, South 지역은 28%, Houston 지역은 21%, West 지역은 14%를 담당하고 있다. 특히 Houston 지역은 전형적으로 전력수요 지역이고, 반면에 North와 South, West 지역은 전력공급지역인 특징을 잘 보여주고 있다. 특히 South 나 North 지역에서 Houston 지역으로의 전력 공급이 주로 이루어지고 있음을 알 수 있다.

1.4 정책 및 규제

1.4.1 정책 동향

1995년 공익사업규제법(PURA, Public Utility Regulatory Act)이 텍사스 의회를 통과하여 도매경쟁이 시작되었고, 1999년 텍사스 전력선택법(SB7)이 텍사스 의회를 통과하면서 소매경쟁이 시작되었으며 이와 동시에 실질적이고 본격적인 구조개편이 진행되었다. 텍사스의 구조개편의 특성을 보면, 발전시

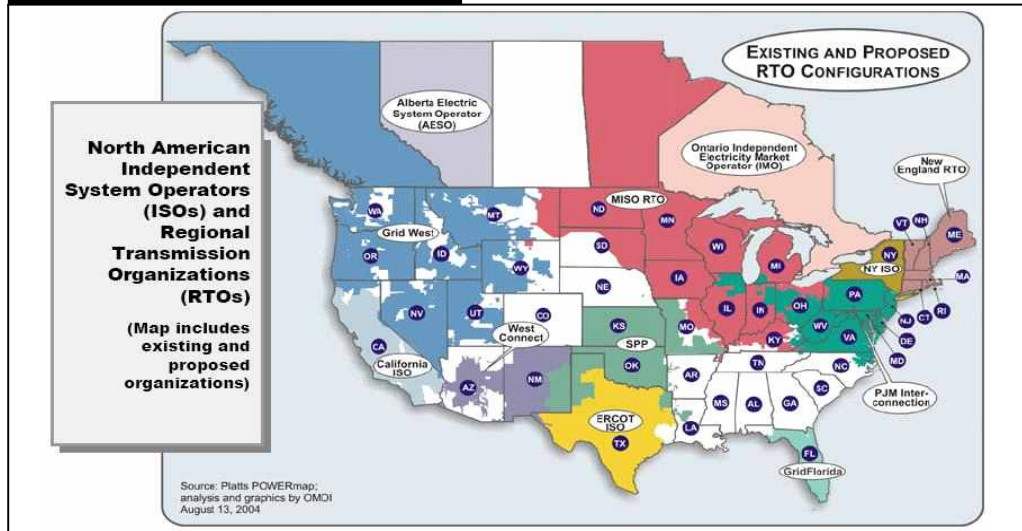
장은 시장의 자율성을 기반으로 쌍무계약(Bilateral Contract)을 통해 대부분 전력거래가 이루어지고 전력시장에서는 3~5%의 수급균형 물량만이 거래되고 있으며, 구조개편은 소매경쟁에 치중하는 경향이 있다.

1.4.2 규제 기관

미국 전력산업의 일반적인 규제기관으로는 다음의 기관들이 있다. 우선 FERC(Federal Energy Regulatory Commission, 연방에너지규제위원회)를 들 수 있는데 이는 미국 에너지성(Department of Energy) 소속의 공식적이고 독립적인 규제 기관이다. 텍사스州的 경우 ERCOT는 텍사스州 내에서의 전력거래만을 담당하며, 州間 거래가 1% 미만이어서 실질적으로 FERC의 규제를 직접적으로 받지 않고 있다.⁷⁾ 두 번째로 NERC(North American Electric Reliability Council, 북미신뢰도위원회)를 생각할 수 있는데, 이는 1968년 캐나다와 미국 전력회사들이 자발적으로 州間에 연계 전력망의 신뢰도 향상을 도모하기 위해 설립한 기구이며 신뢰도의 안전기준 운영이 주 임무이다. NERC 산하의 지역별 기관으로 ERCOT(Texas), WECC(West), NPCC (Northeast)가 있고, 이 기관들마다 각 지역에 적합한 규제와 기준들을 운영 중에 있다. 세 번째로 PUCT(Public Utility Commission of Texas, 州규제위원회)가 있는데, 이는 텍사스 주의 공익산업 전반에 대한 규제를 담당하고 경쟁 촉진 및 소비자선택권 보장이 주 임무이며, ERCOT의 일차적 규제기관이다. PUCT는 州의 통신, 전력, 천연 가스, 수자원, 철도 등의 공공시설을 모두 규제 및 관리하고 있다.

7) 타 지역의 ISO는 전부가 FERC의 규제관리를 받는 기관임

그림 7 RTO의 설립과 제안 현황



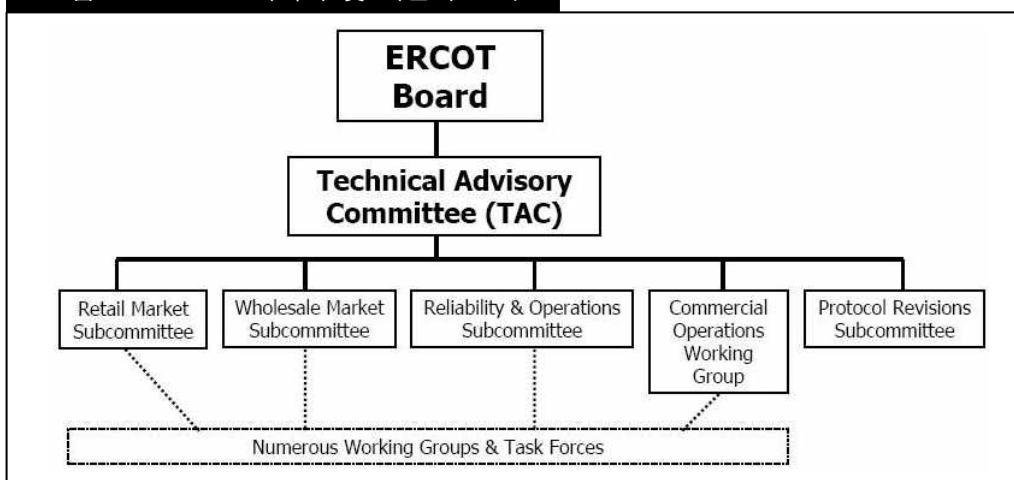
출처 : Platts POWERmap, Platts

텍사스 州의 전력계통과 전력거래를 관리하는 독립적인 비영리기관인 ERCOT(Electric Reliability Council of Texas)은 전력 계통의 신뢰성 확보와 안정적 전력 공급, 도매 경쟁시장의 추진, 소매 고객의 전환사업 실행을 주요 목표로 하고 있으며, 주요 업무로는 ① 시장운영 : 수요자와 판매자간의 선도거래와 실시간 거래의 수급균형의 유지, ② 계통운영 : 송전망의 안전관리, 계획, 시장지원 등, ③ 재무운영 : 고객관리, 계량, 자료취합, 정산, 청구, 규칙관리, 등록, 부하분류, 신재생에너지 의무사용관리 등, ④ 등록 : 소매 공급자 변경처리, 시장참여자 등록, ⑤ IT 업무 : EMS, 통신, 시설관리 등이 있다.

ERCOT 이사회는 주주측 6명(IOUs, Municipal Utilities, Electric Cooperatives, Independent REP, Independent Generators, Independent Power Marketers 등 분과별로 각 1명씩), 소비자측 3명[Industrial, Commercial, Residential (OPUC)], 독립적 회원 3명, ERCOT CEO 1명과

PUCT Chair(직권자, 무의결권) 1명 등 총 14명으로 이루어지는 복합형 이사회이다. [그림 8]에 보여준 것과 같은 구성으로 158개 회원사는 투표권을 가진다. ERCOT의 직원은 2015년 현재 약 700여명이고 조직 구성은 아래와 같다.

그림 8 ERCOT 이사회 및 위원회 조직



출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

ERCOT은 PUCT의 규제를 받으며, ERCOT 이사회가 주요 경영현안을 결정한다. ERCOT 이사회는 정관상 25명으로 구성되어 있다. 이사회는 TAC(Technical Advisory Committee, 기술자문위원회)를 통하여 정책 권고를 받으며, 7개 사업유형의 30인으로 구성되어 있다⁸⁾. TAC는 또한 4개의 상설소위원회와 다수의 Working Group 및 TF팀이 실무를 지원하여 규칙개정, 신뢰도 제정 및 운영, 소매시장소위 운영 등의 업무를 수행한다.

1.4.3 관련 기관

ERCOT 전력시장은 강제적인 전력시장과는 달리 시장참여자들의 자발적인 계약을 통한 쌍방거래를 중시하기 때문에, 에너지와 보조서비스 의무량 중 대부분이 쌍무계약을 통해 거래되고 있다. 따라서 ERCOT 전력시장은 쌍무계

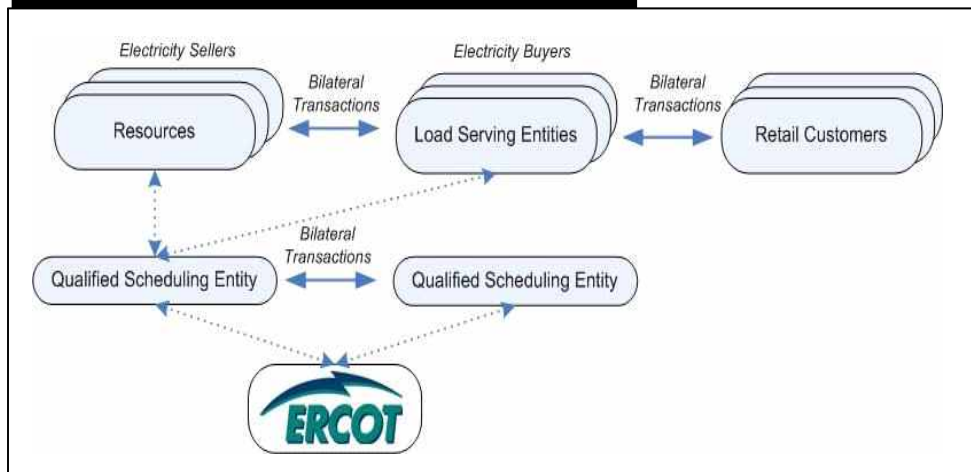
8) 6개 분과별 각4인, 소비자 6인

약 거래량에서 수급균형을 맞추는데 부족한 에너지와 보조서비스를 확보하는 역할만을 하고 있다. ERCOT는 다른 ISO가 기본적으로 수행하고 있는 발전기 기동정지 지시를 하지 않고 단지 실시간 수급균형과 혼잡관리를 위한 급전 운영만을 담당하는 최소한의 ISO 역할을 수행하고 있다.

현재 ERCOT 도매 전력시장의 거래량 95%이상이 쌍무계약으로 거래가 이루어지고, 잔여분이 에너지균형시장(Balancing Energy)와 보조서비스시장(Ancillary Service Market)에서 거래된다. 시장참여자는 현재 1400여개이고 다음과 같이 분류할 수 있다.

- Qualified Scheduling Entities(QSE⁹⁾)
- Load Serving Entities(LSE)
- Resource Entities(REs)
- Transmission and Distribution Service Providers(TDSP)
- Others(Power Marketers, Aggregators)

그림 9 ERCOT 시장참여자들의 거래

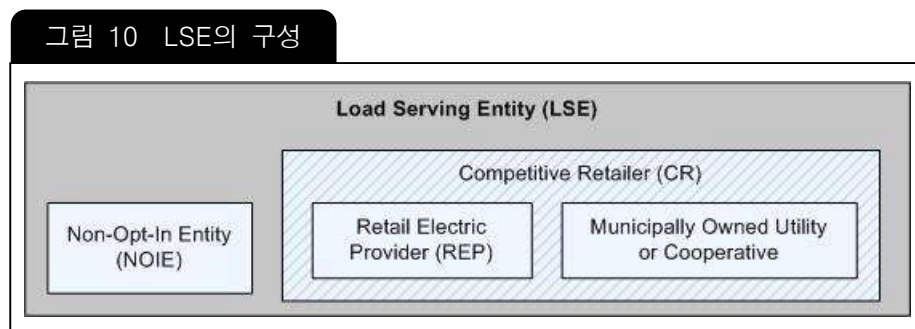


출처 : Texas Nodal Market Guide, ERCOT

9) 발전사업자와 소매사업자를 대신하여 공급량과 부하를 일치하도록 계획(Balanced Schedule) 및 수급균형 에너지와 보조서비스에 대한 입찰을 대행하는 회사

QSE(수급인증기관)는 부하와 발전계획 등을 ERCOT에 제출하여 수요·공급을 유지하고 주파수 조정 등의 보조서비스를 제공하는 것이 주 임무이다. QSE는 하루전 시장 및 실시간 시장에 참여할 수 있도록 ERCOT이 인증한 시장참여자이며, LSE 및 REs를 대리하기도 한다. QSE는 또한 자신이 대변하는 LSE 및 REs를 위해 ERCOT에 향후 부하 및 발전계획을 제출해야 할 의무를 가지고 있으며, 에너지를 매입·매도 입찰할 수 있으며, 보조서비스의 매도 입찰을 할 수 있다. 입찰 및 정산과 같은 전력거래는 QSE를 통해서만 가능하며, 발전사업자와 소매사업자는 직접 입찰과 거래대금 정산이 불가능하다.

ERCOT은 실시간시장에서 QSE가 매5분마다 제출하는 입찰자료를 통해 에너지를 구입하며, 이 경우 ERCOT은 QSE에게 정산가격(Settlement Point Price)을 지불하게 된다. QSE는 또한 보조서비스 시장에서 매도 입찰을 할 수 있으며, 이 경우 ERCOT은 QSE에게 시장가격(Market Clearing Price for Capacity)을 지불해야 한다. 실시간 시장이 종료된 이후, 재무적인 정산이 ERCOT과 QSE 사이에 이루어지게 된다.



출처 : Texas Nodal Market Guide, ERCOT

소비자에게 전력을 공급하는 것이 주된 임무인 LSE(소매사업자)는 도·소매 고객들에게 전력 공급, Texas의 경쟁시장 내에서 고객에게 전력 판매 등의 기능을 수행한다. LSE는 고객의 전력수요를 예측하고 전력을 구매하기 위해 다른 시장참여자들과 비공개적으로 협상을 진행하고, 이에 따른 발전계획을

QSE를 통해 ERCOT에 제출한다. 일반적으로 LSE는 경쟁소매공급자(Competitive Retailer¹⁰⁾)와 비경쟁 공급자(Non-Opt-in Entity¹¹⁾)로 구성되어 있다.

REs는 전력을 판매하기 위해 다른 시장참여자들과 비공개적으로 협상을 진행하고, 이에 따른 발전계획을 QSE를 통해 ERCOT에 제출한다. REs는 발전 설비를 소유·운영할 수 있으며, ERCOT이 계통 신뢰도를 유지할 수 있는 보조서비스를 제공할 수도 있다. 또한 수요반응 등의 기능(LaaR)도 수행할 수 있다.

TDSP는 ERCOT 지역내 송·배전 설비를 제공하는 지역내 송·배전회사이며, 계량 데이터 취득 등의 업무를 수행한다. 또한 ERCOT과 함께 송전망 신뢰도를 유지하기 위해 공동으로 노력한다. ERCOT은 에너지와 보조서비스를 올바르게 정산하기 위해서 계량 자료가 필요하게 되었으며, 이를 TDSP가 제공하고 있다.

10) REP(Retail Electric Provider, 기존의 전력회사에 분리된 소매공급자) 및 경쟁에 참여를 선택한 시영 또는 전기조합(Opt-in Munis and Coops)로 구성됨

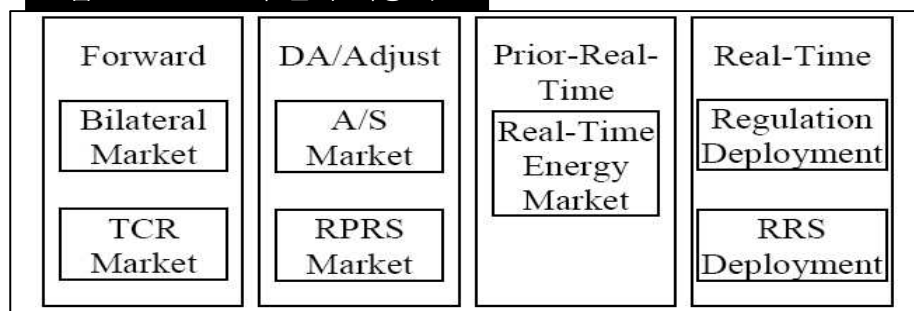
11) Non-Opt-in Entity : NOIE, 주로 경쟁에 참여하지 않는 시영 및 전기조합

II 시장구조 및 운영실적

ERCOT은 처음부터 Pool 형식의 전력시장을 가지고 있지 않았으며, 단지 시장참여자들에게 향후 발전 및 수요계획을 제출하게 하였다. 시장참여자들은 자신들의 수요예측과 발전계획을 통하거나 다른 참여자들과의 쌍무계약을 통해 수급을 맞추도록 하였다. ERCOT에서 실시간에너지 시장이 가지는 의미는 총 발전설비와 ERCOT의 수요예측을 통해 수급균형을 맞추는 신뢰도적인 의미가 강하다. ERCOT은 시장 기능을 강화시키기 위해 2002년 11월부터 시장 규칙을 다소 완화하여, 시장참여자가 자신의 관할 구역 내에 부하가 부족할 경우 혹은 쌍무계약의 발전량이 부족할 경우 실시간 시장에서 전력을 직접 구입할 수 있도록 하였다.

ERCOT 시장운영의 주요 기능으로는 ① 1일전 보조서비스 용량 시장, ② 경쟁 입찰을 통한 급전지시, ③ QSE의 수급균형기능을 들 수 있으며, 계통운영의 주요 기능으로는 ① 신뢰도 관리, ② 적정 송전설비, 예비력, 보조서비스, 시장참여자 감시, ③ 매 2~4초마다 계통 상태, 부하, 출력 모니터링 및 분석, ④ TDSP의 송전제어소와 함께 계통의 안정도 및 신뢰도 유지를 위한 TDSP와의 협력 등을 들 수 있다. 이외에도 도매시장 정산, 소매시장 운영 및 등록, 자료 취득과 적산, 수요예측(Load Profiling), 청구와 정산 등의 업무를 수행하고 있다.

그림 11 ERCOT의 현재 시장 구조



출처 : Evolution of ERCOT Market, IEEE

현재 ERCOT은 TCR(Transmission Congestion Right) 시장, 보조서비스(Ancillary Service) 시장, 대체예비력(Replacement Reserve Service) 시장, 실시간 에너지 시장 등 4개의 시장을 가지고 있다. 현재 ERCOT 도매전력 시장의 형태가 [그림 11]을 통해 잘 표현되어 있다.

ERCOT 도매시장을 좀 더 쉽게 이해하기 위해 시간 개념으로 파악한다면 ① 쌍무계약 시장과 TCR 시장을 포함하는 선도시장, ② 보조서비스 시장과 대체예비력 시장을 포함하는 하루전시장, ③ 보조서비스 시장과 대체예비력 시장을 포함하는 조정기간 시장, ④ 실시간에너지 시장, ⑤ 실시간 운영의 5단계로 구분할 수 있다. 쌍무계약은 시장참여자간에 언제라도 이루어질 수 있다. 쌍무계약의 기간은 최대 5년, 최소 몇 시간까지이며, TCR 경매는 연간 및 월간 단위로 이루어진다.

하루전의 의미는 해당일 전일의 오전 12시부터 오후 6시까지를 의미하며, 조정기간은 해당일 전일의 오후 6시부터 시작해서 운영시간 1시간전까지를 의미한다. 하루전/조정기간에 시장 참여자들이 미리 준비된 보조서비스·응동예비력·대기예비력 등의 입찰자료를 제출하게 되면, ERCOT은 자체 규정을 충족시키지 못하는 시장참여자들의 예비력 부족에 대비하여 이들을 구매하게 된다. ERCOT은 또한 대체예비력이 부족하여 계통 안전이 불안하다고 판단될 경우 대체예비력을 시장참여자들로부터 구매하게 된다.

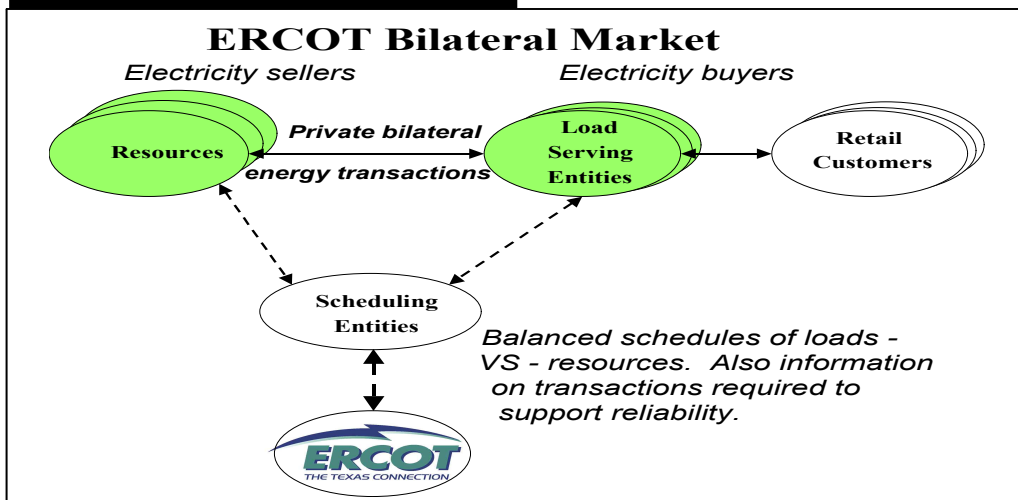
실시간시장 운영기간 동안에는 ERCOT은 실시간시장 운영 한시간 전부터 모든 에너지거래를 동결하고, 송전계약이 걸리거나 수요가 예측치 보다 높은 경우 대기예비력을 사용할 준비를 한다. 실시간에너지 시장은 각 15분 운영기간의 14분전부터 운영되며, 실시간시장 운영 10분전부터 전력 수요와 공급의 균형을 맞추고 송전혼잡을 해소하기 위해 ERCOT이 직접 에너지를 구입할 수 있다. ERCOT은 시장참여자들에게 실시간 10분전에 가격을 알려주고, 발전사업자의 경우는 기동에 대한 지시를 받게 된다.

1. 에너지시장

1.1 도매시장

텍사스의 전력시장은 발전사업자와 소매사업자 간의 쌍무계약이 총 발전량의 95% 이상을 차지하고 있으며, 이를 통해 수요·공급이 충족되고 다른 시장에 비해 가격 안정이 이루어지고 있다. 현재 수급균형에너지(Balancing Energy)와 보조서비스(Ancillary Service)가 도매시장의 주요 거래상품이며 중앙집중식이 아닌 분산식 전력시장 형태이다.

그림 12 쌍무계약 시장과 ERCOT의 관계

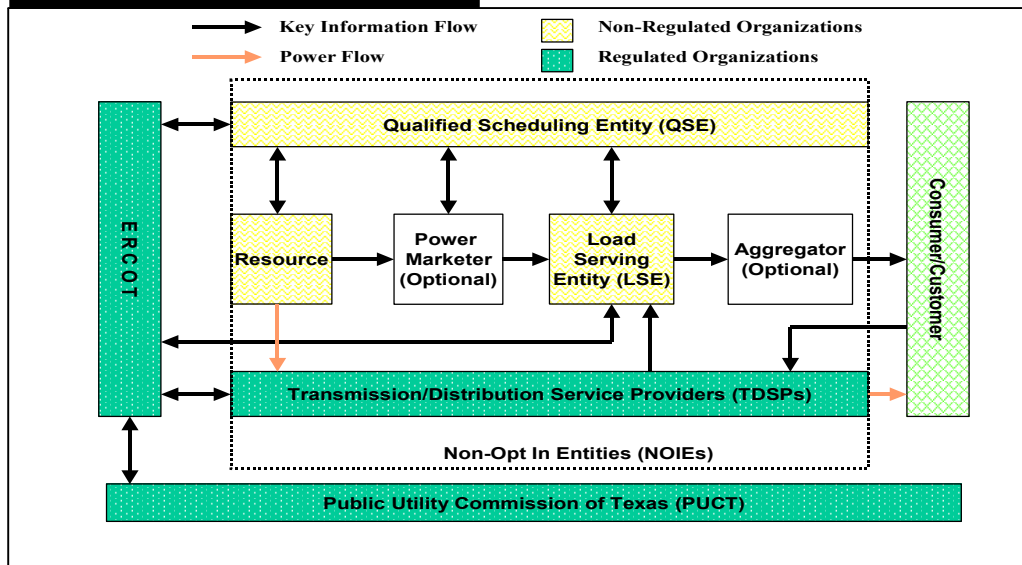


출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

QSE는 쌍무계약을 통한 공급물량과 수요예측이 일치하도록 사전에 조정된 발전계획(Balanced Schedule)과 자체조달 보조서비스 계획을 ERCOT에 제출하고, ERCOT는 모든 QSE로부터 수급균형에너지(Balancing Energy)와 보조서비스에 대한 입찰을 받는다. 입찰 자료를 기본으로 수급균형을 위한 에너지의 시장가격과 거래량은 실시간으로 결정되고, 보조서비스는 하루전시장에서 가격과 물량이 결정된다.¹²⁾

12) 보조서비스 거래단위는 1시간 단위, 수급균형에너지는 15분임

그림 13 ERCOT 전력시장의 거래구조



출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

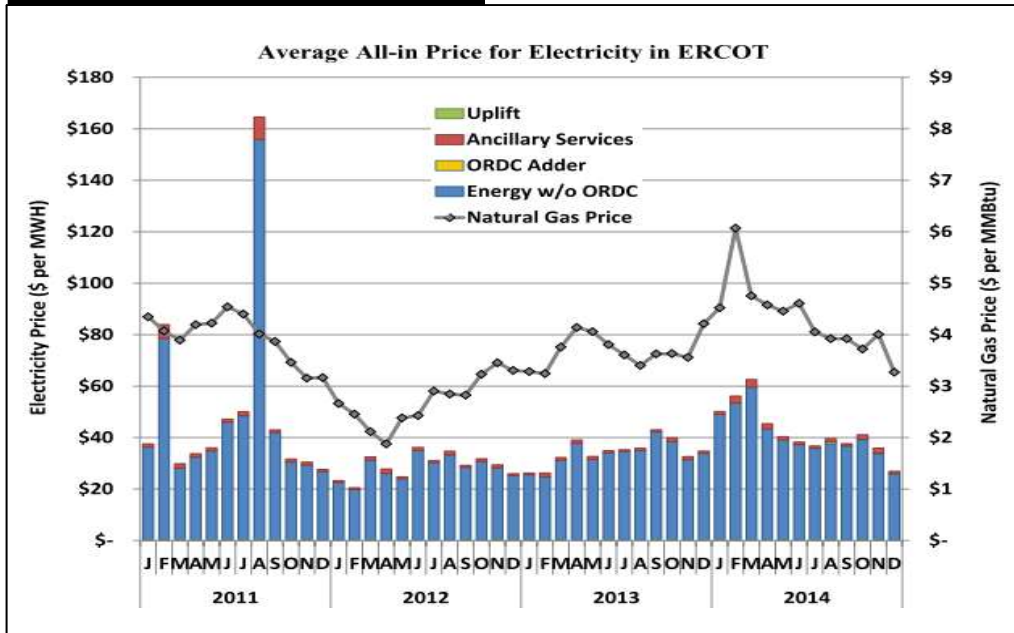
1.2 소매시장

분산형 도매시장에 반해 소매시장은 ERCOT이 소매공급업체 변경 및 계량자료 수집·통보 등의 업무를 통합 관리하는 중앙집중식이다. 소비자가 소매공급업체를 전환하는 절차는 다음과 같다. ① 소비자가 기존 소매공급업체 (CR, Contestable Retailer)에게 공급업체의 변경을 신청하면 ② 소매공급업체는 소비자의 신청을 ERCOT에 통보하고 ③ERCOT는 소비자 및 송/배전회사 (TDSP)에게 변경신청 접수확인 통보하며 ④송/배전회사(TDSP)에게 계량데이터 요청 및 입수된 계량데이터를 소매공급업체에게 통보해야한다.

2014년의 실시간에너지 시장의 가격은 \$40.64/MWh이었으며, 이는 2013년(\$33.71/MWh) 보다 21% 상승한 수치이다. 이는 천연가스가격이 2013년 \$3.70/MMbtu에서 2014년 \$4.32/MMbtu로 17% 상승한 사실에서 크게 기인한 것으로 보인다.

한편, 2014년 ERCOT의 총수요는 2013년보다 2.5% 증가하였으며, 최대부하(69,783MW, 8월 10일, 2015) 역시 전년대비 1.2% 증가하였다.

그림 14 ERCOT의 평균 전력요금

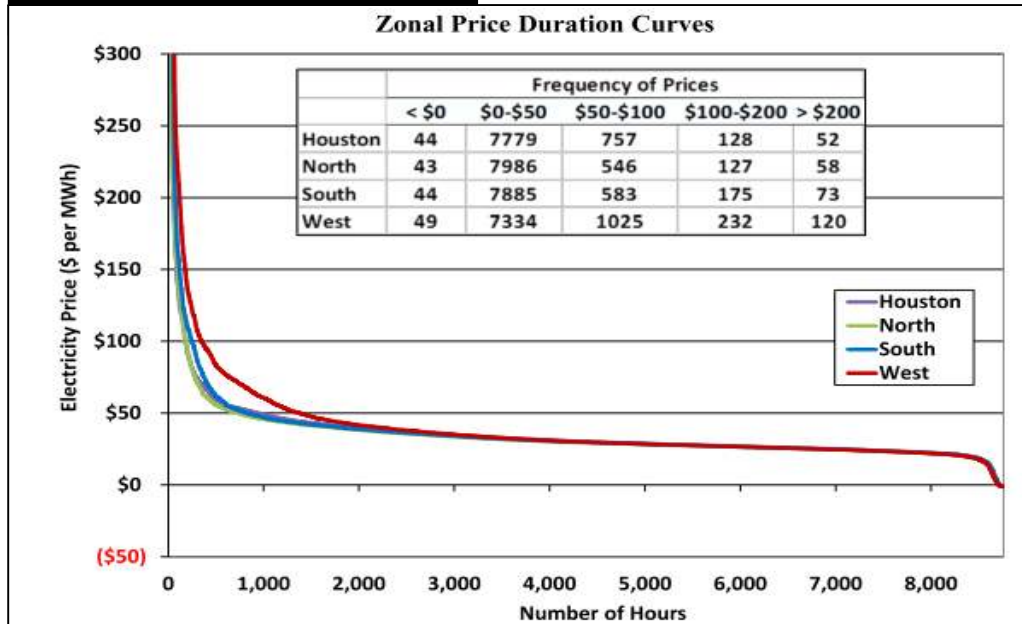


출처 : 2014 State of the Market Report, ERCOT

[그림 14]에 의하면 최근 4년간의 전력요금 상승은 천연가스 가격 상승이 큰 원인을 차지하고 있는 것을 알 수 있다. 실제로 천연가스가 ERCOT에서의 다수를 차지하고 있는 발전원이며, 천연가스 발전설비 역시 Zonal 시장과 Nodal 시장에서 에너지 가격을 정하는 한계 발전원이 되고 있는 상황이다.

[그림 15]는 ERCOT 4 지역(Houston, North, South, West)의 2014년 연도별 Zonal 가격 지속곡선을 보여주고 있는데 거의 대부분이 비슷한 가격을 나타내는 것을 알 수 있다. West 지역의 가격 지속곡선은 1000시간 정도 (MWh당 50\$를 초과할 때까지) 다른 지역과 약간의 차이가 있음을 알 수 있는데, 이러한 차이의 주요원인은 송전제약으로 인한 것이다.

그림 15 Zonal 가격 지속 곡선



출처 : 2014 State of the Market Report, ERCOT

하루전시장은 각 QSE의 사전계약에 의한 에너지 공급계획과 자체 조달한 보조서비스에 대한 계획을 접수하고, 보조서비스 시장가격을 결정한다. 이후 조정기간에 Balancing 에너지에 대한 입찰을 접수하고, 실시간 계통운영을 위해 추가 보조서비스를 구매한다. 운영기간 동안에 Balancing 에너지에 대한 시장가격이 결정되고, 계획된 Schedule과 입찰자료를 토대로 결정된 Balancing 에너지를 급전하게 된다.¹³⁾

하루전시장은 1일전 06:00에 시작에서 18:00에 마감되며, 입찰마감 이후에는 조정기간이 있어서, 거래시간 1시간전까지 변경입찰을 제출할 수 있다. 하루전시장의 시간대별 절차는 다음과 같다.

13) 시장가격의 결정

- Ancillary Service : 13:15 입찰 → 1:30 결정
- Balancing Energy : 거래 1시간 전까지 입찰 → 정산기간(15분 단위의 거래기간)별로 정산기간 10분전에 결정

표 3 하루전시장의 시간대별 절차

- ☐ 06:00 : ERCOT 시장정보 공표
 - 수요예측, 보조서비스 수요예측, 송전손실, 기온 등
- ☐ ~11:00 : QSE Schedule 자료 제출
 - 쌍방계약을 토대로 한 에너지수급계획(Balanced Schedule) 및 자체조달 보조서비스계획(Self-arranged Ancillary Service) 제출
 - ERCOT는 제출자료의 유효성 검증 및 송전계약 등에 대한 검토·분석 시행
- ☐ ~11:15 : ERCOT가 QSE제출 자료 검토 결과 통보
 - ERCOT는 QSE가 제출한 에너지 계획에서 발생하는 송전계약 통보
- ☐ ~13:00 : AS Schedule 갱신 및 AS Bidding
 - QSE는 ERCOT의 통보사항을 검토하여 에너지계획 및 보조서비스계획 자료 갱신
 - QSE는 보조서비스에 대한 입찰자료 제출
 - ERCOT는 제출된 자료의 유효성 및 계획상의 편차를 검토하여 QSE에게 통보
- ☐ ~13:15 : Schedule 자료 재제출
 - QSE는 ERCOT의 통보에 따라 수정된 계획 자료 재제출
- ☐ ~13:30 : 보조서비스의 구매
 - ERCOT는 QSE에 의해 자체조달된 물량을 제외한 보조서비스에 대한 시장가격과 물량 결정
- ☐ ~15:00 : 보조서비스 계획 갱신
 - QSE는 13:30에 결정된 보조서비스 물량을 반영하고 자체조달 보조서비스에 대한 계획을 포함한 보조서비스 공급계획 갱신
- ☐ ~16:00 : Resource Plan 제출
 - QSE는 현재까지 확정된 계획을 바탕으로 발전기와 수요관리 부하에 대한 자원운영계획(Resource Plan) 제출
 - 또한, QSE는 대체예비력에 대한 입찰을 제출
- ☐ ~18:00 : 하루전시장 종료
 - ERCOT는 계통안정도를 분석하고 필요시 대체예비력을 구매

출처 : ERCOT Fundamentals Training Manual 2011

조정기간은 하루전시장 이후 거래시간 1시간 전(Operating Period라고 함)까지의 기간을 말한다. QSE는 조정기간동안 Schedule과 입찰자료를 변경할 수 있으며, ERCOT는 필요한 경우 추가 보조서비스를 구매한다. 또한 Balancing Energy에 대한 입찰이 이루어지며, 입찰자료에는 Balancing Energy에 대한 가격, 물량, 혼잡구역(Congestion Zone), 증감발률, 입찰만료기한 등이 포함된다.

운영기간은 거래시간(Operating Hour)과 거래전의 1시간의 기간을 의미하며, 에너지의 경우 4개의 정산기간(Settlement Period), 보조서비스의 경우 1개의 정산기간으로 이루어진다. 매 정산기간 10분전에 Balancing Energy에 대한 시장가격이 결정되며, 1시간전(Hour Ahead)에 ERCOT는 Balancing Energy의 수요를 예측하여 Balancing Energy에 대한 가격을 결정한다.

1.3 보조서비스 시장

QSE가 보조서비스에 대한 자체조달 계획을 입찰하고, ERCOT는 자체 조달 조달을 통해서 충족되지 않은 보조서비스를 시장참여자들 대신하여 구매한다. 거래기간 10분 전에 결정되는 에너지 시장 가격과 달리 보조서비스 시장 입찰은 하루전에 이루어지고, 시장가격도 하루전에 결정된다. 에너지시장의 거래기간은 15분인 반면, 보조서비스 시장의 거래기간은 1시간이다.

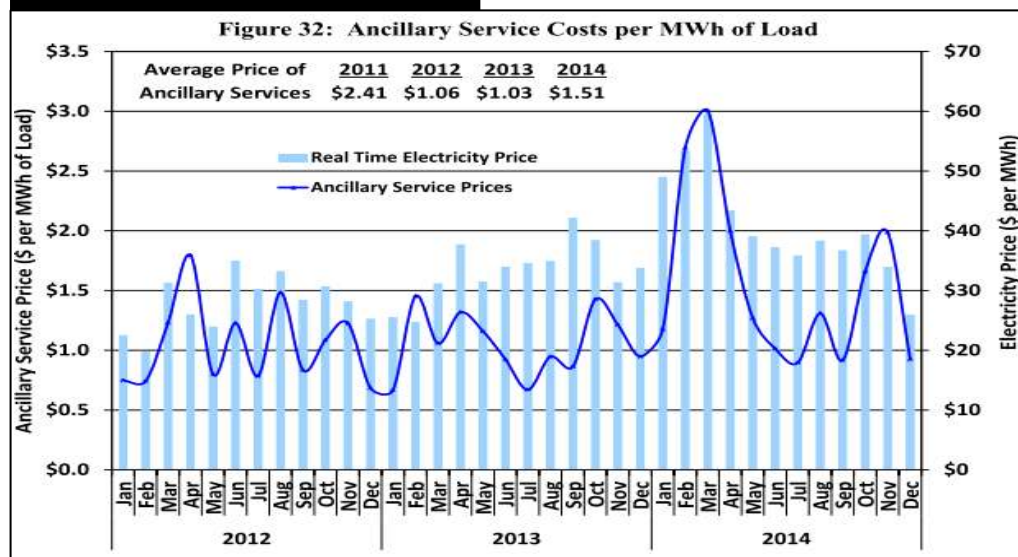
보조서비스 시장은 예비력, 전압유지 서비스, Black Start Service, Reliability Must Run Service, Out-of-Merit Capacity Service, Out-of-Merit Energy Service로 구성되어 있다. 특히 그 중에서도 예비력 시장은 ① Responsive Reserve(Governor Free에 해당), ② Regulation-Up and Regulation-Down Service(AGC에 해당), ③ Non-Spin Reserve Service, ④ Replacement Reserver Service로 구성되어 있다.

대기예비력(Non-Spinning Reserve Service)은 운전중인 발전기의 급작스러운 고장(TRIP)에 수급 균형을 유지하기 위하여 ERCOT의 급전지시에

따라 계통병입할 수 있는 예비력을 의미한다. ERCOT은 주로 기상악화가 예상되거나 Responsive Reserve를 포함한 Spinning Reserve가 4,600MW 미만으로 예상될 경우, 대기예비력을 확보해야 한다. 특히 피크시간대에 운전 중인 발전기중 가장 용량이 큰 발전기보다 더 많은 용량을 대기예비력 요구량으로 규정하고 있다.

대체예비력(Replacement Reserve Service)은 용량부족(total capacity insufficiency), Zonal Congestion(CM Zone for CSCs¹⁴⁾) 또는 Local Congestion(OC)을 해결하기 위한 예비력을 의미한다.¹⁵⁾ ERCOT의 대체예비력 시장 운영 절차는 다음과 같다. 첫째, 14시 30분까지 대기예비력 입찰을 받는다. 둘째, 16시~18시까지 ERCOT는 대기예비력 용량을 결정한다. 셋째, 18시에 대체예비력 확보 용량을 공표한다. 참고적으로 ERCOT의 대체예비력 시장은 안전 제약 경제 급전(Security Constraint Economic Dispatch) 방식이다.

그림 16 MWh 당 보조서비스 가격



출처 : 2014 State of the Market Report, ERCOT

14) CSC : Commercially Significant Constraint

15) Zonal Congestion은 zone과 zone 사이의 혼잡을 나타내며, Local Congestion은 zone 내부의 혼잡을 뜻함

[그림 16]은 2012년부터 2014년까지의 평균 실시간에너지 시장 가격과 월별 MWh 당 보조서비스 가격을 보여주고 있는데, 일반적으로 보조서비스 가격이 실시간에너지 시장가격과 비슷한 움직임을 보여주고 있다. 2014년의 보조서비스 가격은 \$1.51/MWh이며, 이는 2013년 가격인 \$1.03/MWh보다 47% 상승한 수치이다. 2014년 총 보조서비스 가격은 총 에너지 가격의 3.7%를 차지하였으며, 2013년에는 3.0%를 차지하였다.

2. CRR시장

2014년 ERCOT의 실시간 시장에서 발생한 연간 혼잡비용은 70,800만달러에 달했다. CREZ 송전 프로젝트의 완료에 따라 West지역으로부터의 전력의 공급 제약사항들을 제거하였지만 West 지역으로의 공급에 관한 제약들은 여전히 해결되지 못하고 있다.

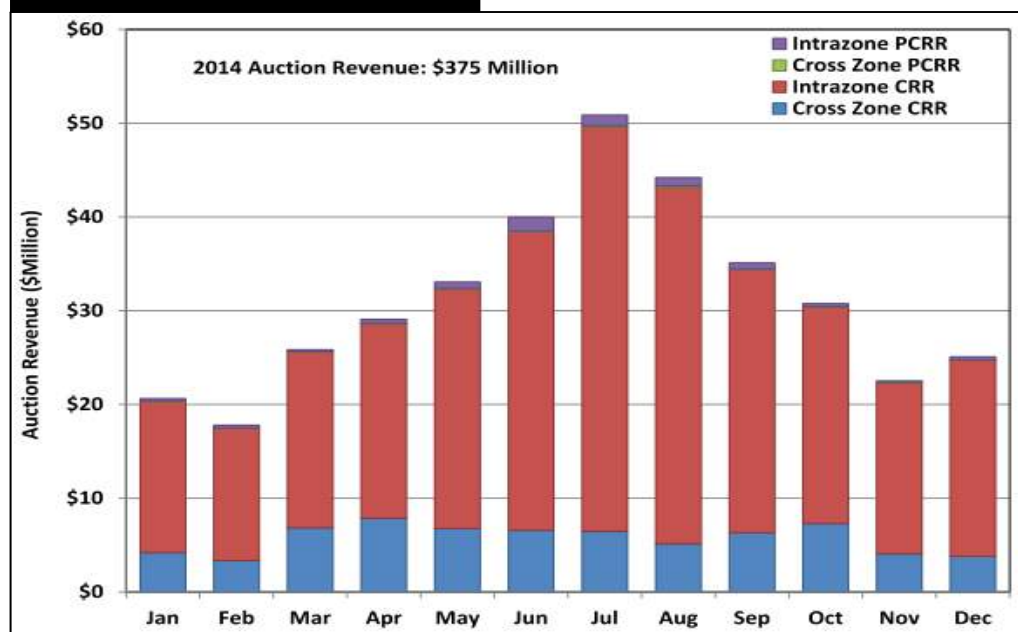
혼잡은 저비용의 자원을 혼잡지역으로 공급하지 못하게 하여 고비용의 자원을 혼잡지역에 공급하도록 만든다는 점에서 상당히 경제적으로 중요한 문제이다. Nodal 시장하에서 ERCOT의 시장참여자들이 혼잡 위험을 헷지할 수 있는 방법은 두지역 구간에 대한 CRR(Congestion Revenue Right)을 구입하는 것이다.

CRR은 반년 또는 월단위의 경매로 구입되는데 이 기간동안 PCRR(Pre-Assigned Congestion Right)가 송전선로의 사용패턴에 따라 특정한 참여자에게 할당되게 된다. PCRR을 받는 참여자는 동일한 자원과 혼잡에 대한 CRR 경매값의 일부분만을 지불하게 된다. 즉, CRR과 PCRR 모두 각각의 소지자에게 자원과 혼잡에 대한 지역적 가격 차이에 해당하는 비용만을 지불할 수 있게 해 준다.

[그림 17]은 CRR로 매월 ERCOT이 취득하는 수익을 나타낸다. CRR 수익은 2가지 방법 중에 한가지로 자원들에게 다시 배분된다. ERCOT내의 Zone간의 CRR로 얻어지는 수익은 ERCOT 전체자원에게 배분되며 지역적으로 동일한 지역내에서의 혼잡으로부터 얻어지는 CRR은 동일한 지역내의 자원들에게 배분되는 방식이다. 2014년에 West 지역에서 발생한 혼잡으로 인한 CRR 비율은 전체 CRR 중 42%에 해당하는 수준을 나타냈다. 이 혼잡으로 얻어진 CRR수익은 다시 West 지역의 자원들에게 배분되어졌다. 이런 혼잡 배분 방식에 의해 West 지역의 높은 혼잡 비용의 충격을 상당부분 완화하였다.

2014년 West 지역의 평균 실시간 에너지 가격은 ERCOT 전체 평균가격보다 약 3\$ 정도 높은 43.58MWh였고 West 지역의 혼잡을 해소하기 위해 CRR 전체 평균보다 4.4\$정도만 추가 배분 되었다. 2013년에는 ERCOT평균보다 4\$ 높은 37.99\$/MWh였으나 추가 배분된 CRR 수익은 5.5\$ 정도에 불과했다.

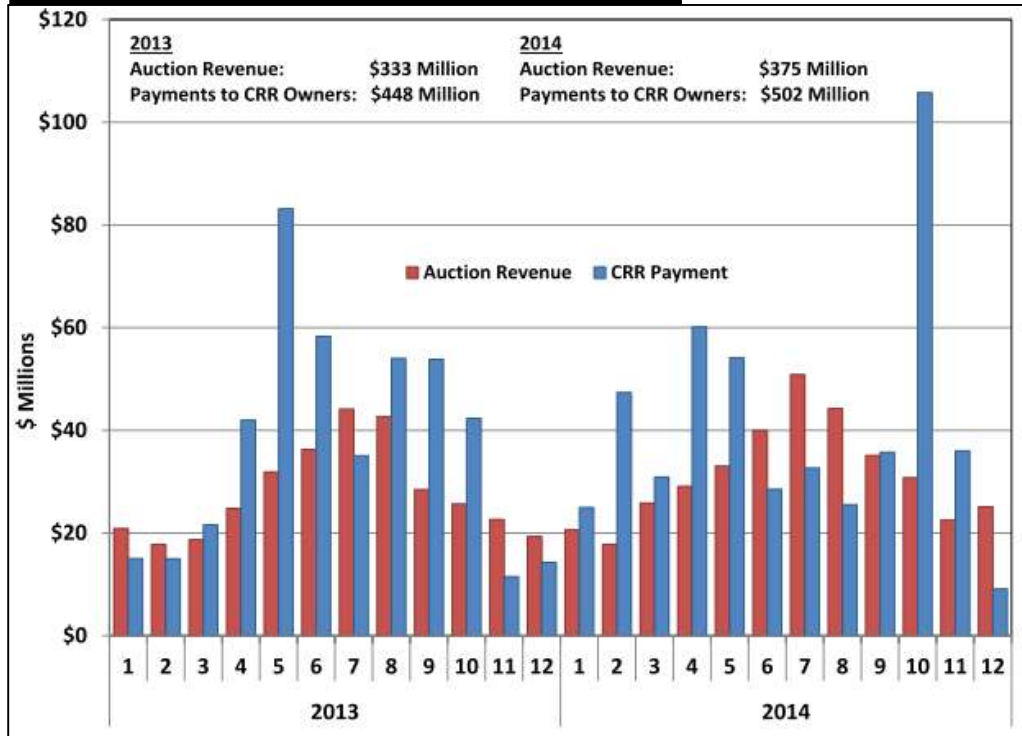
그림 17 CRR Auction Revenue



출처 : 2014 State of the Market Report, ERCOT

[그림 18]은 CRR을 획득하는 가격과 CRR소지자가 받은 효과를 비교하고 있다. 2014년동안 참가자들은 CRR을 획득하는데 37,500만\$를 지불하였는데 CRR 소유자들이 지불 받은 돈은 49,100만\$였다.

그림 18 CRR Auction Revenue and Payment



출처 : 2014 State of the Market Report, ERCOT

대부분의 경우에 CRR 소지자는 일정 금액을 지불 받지만 이보다 적을 수 있는 경우가 2가지가 있는데, 첫 번째 경우는 하루전 시장에서 송전선의 등급보다 더 높은 송전이 일어날 때 발생하는 혼잡일 경우에 적은 금액을 보상받게 되고 두 번째 경우는 모든 CRR 목표 가치에 부합되는 비용을 지불할 하루전 혼잡비용이 충분하지 않을 경우에 적은 금액으로 보상 받게 되는 것이다.

1. 최대 전력과 예비력

ERCOT의 2015년 하계 총 발전설비용량은 77,166MW이었으며, 최대부하는 2015년 8월 10일의 69,783MW, 예비율은 15.7%이다.¹⁶⁾

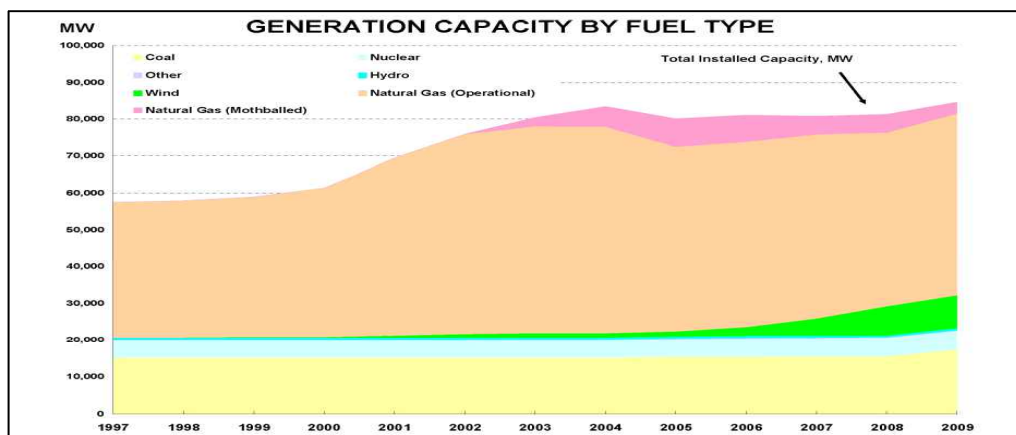
그림 19 ERCOT 년도별 하계 발전설비현황

Report on the Capacity, Demand, and Reserves in the ERCOT Region, 2015-2024										
Summer Summary										
Load Forecast, MW:										
Total Summer Peak Demand (based on normal weather)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	69,057	70,014	70,871	71,806	72,859	73,784	74,710	75,631	76,550	77,471
less: LR's Serving as Responsive Reserve	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251	-1,251
less: LR's Serving as Non-Spinning Reserve	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
less: Emergency Response Service (10- and 30-min ramp products)	-827	-1,071	-1,071	-1,071	-1,071	-1,071	-1,071	-1,071	-1,071	-1,071
less: TDSR Standard Offer Load Management Programs	-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265
Firm Peak Load, MW	66,714	67,427	68,284	69,219	70,272	71,197	72,123	73,044	73,963	74,884
Resources, MW:										
Installed Capacity, Thermal/Hydro	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	64,412	64,412	64,412	64,412	63,572	63,572	63,572	63,572	63,572	63,572
Capacity from Private Use Networks	4,344	4,344	4,344	4,344	4,344	4,344	4,344	4,344	4,344	4,344
Non-Coastal Wind, Peak Average Capacity Contribution (12%)	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203	1,203
Coastal Wind, Peak Average Capacity Contribution (56%)	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941
RMR Capacity to be under Contract	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operational Generation Capacity, MW	70,899	70,899	70,899	70,899	70,059	70,059	70,059	70,059	70,059	70,059
Capacity Contribution - Non-Synchronous Ties, MW	517	517	517	517	517	517	517	517	517	517
Switchable Capacity, MW	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496	3,496
less: Switchable Capacity Unavailable to ERCOT, MW	-470	-624	-624	-624	-624	-624	-624	-624	-624	-624
Available Mothballed Capacity, MW	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933	1,933
Planned Resources (not wind) with Signed IA, Air Permits and Water Rights, MW	324	1,685	3,118	3,118	3,118	3,358	3,358	3,358	3,358	3,358
Planned Non-Coastal Wind with Signed IA, Peak Average Capacity Contribution (12%)	354	936	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119	1,119
Planned Coastal Wind with Signed IA, Peak Average Capacity Contribution (56%)	113	305	395	395	395	395	395	395	395	395
less: Retiring Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Capacity, MW	77,166	78,947	80,654	80,654	79,814	80,054	80,354	80,354	80,354	80,354
Reserve Margin (Total Resources - Firm Load Forecast) / Firm Load Forecast	15.7%	17.1%	18.1%	16.5%	13.6%	12.4%	11.4%	10.0%	8.6%	7.3%

출처 : Report on the Capacity, Demand, and Reserves in the ERCOT Region, 2015~2024, ERCOT(2014.12)

[그림 20]에서 살펴보면 ERCOT의 주요 발전원은 천연가스이며, 2000년대 후반부터 풍력발전의 비중이 높아지고 있음을 알 수 있다.

그림 20 ERCOT 연료원별 설비용량

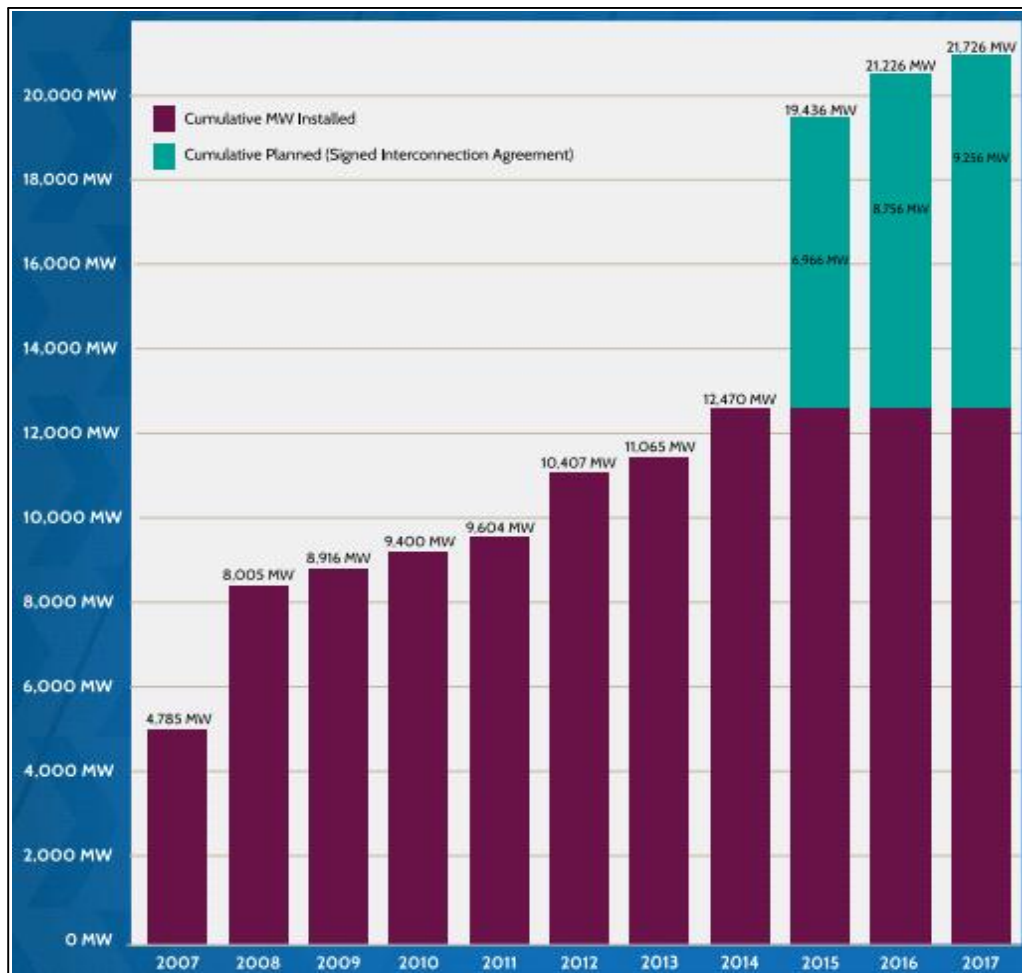


출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

16) 하계최대부하는 2015년 8월 10일의 69,783MW이다.

풍력발전의 경우, 2014년 12월 25일 10,957MW 발전량을 기록했으며, 이는 해당시간대 수요의 34퍼센트를 담당하였다. [그림 21]을 살펴보면 2014년까지 풍력발전 설비용량은 추가로 건설중인 1,488MW를 포함해서 12,470MW에 달한다.

그림 21 ERCOT 풍력발전 설비현황



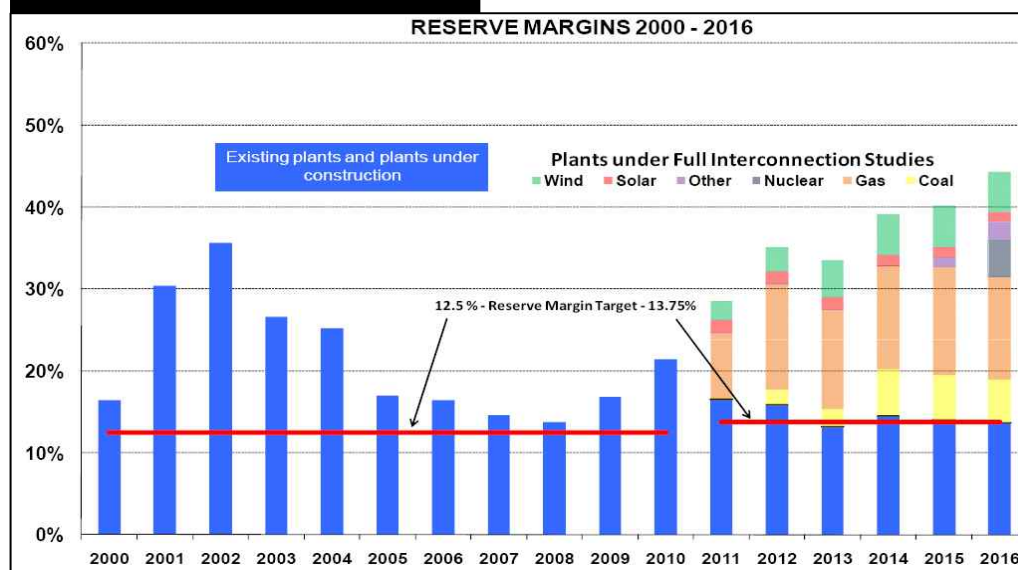
출처 : 2014 State of the Grid Report, ERCOT

[그림 21]에서 ERCOT의 풍력발전설비는 계속적으로 증가하여 2017년 현재 설비용량의 2배에 가까운 21,726MW에 이를 것으로 전망되고 있다.

ERCOT의 적정 수급을 위한 예비력 기준과 그 설정 방법은 다음과 같다.

예비력은 공급 설비용량과 최대 부하간의 차이로 정의하며 ERCOT이 최소로 요구하고 있는 예비율은 기존 12.5%에서 2011년부터 13.75%로 높였으며, 예비력 산정시에는 다음의 상황을 고려한다. ① 상정고장 발생시 필요한 적정 공급용량, ②이상기후·극한 혹은 대용량 발전기의 탈락, ③ 공급 설비용량에서 풍력의 가능용량 고려 및 대규모 수용가의 차단 가능부하 용량, ④ 부하에 측시 인구, 수입, 기후 민감도 등의 외생변수 고려 등이다.

그림 22 ERCOT 연도별 예비율



출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

[그림 22]는 2002년도 35%를 정점으로 연도별로 예비력이 저하되는 추세와 2011년 이후 예비율이 다시 상승하는 전망을 보여주고 있으며, 향후에도 신규 발전설비에는 천연가스와 풍력발전이 주가 될 것으로 전망된다.

ERCOT은 예비력 산정시 천연가스·석탄·원자력 발전설비의 계절별 공급 가능용량을 고려하며, 수력설비와 풍력설비의 경우 최대 부하시 계통에 기여할 수 있는 피크기여도를 산정하여 공급예비력 산정시 이용한다.¹⁷⁾ 또한, 근접지역으로부터 전력을 구입할 수 있는 DC 연계선의 경우 50%의 이용률을

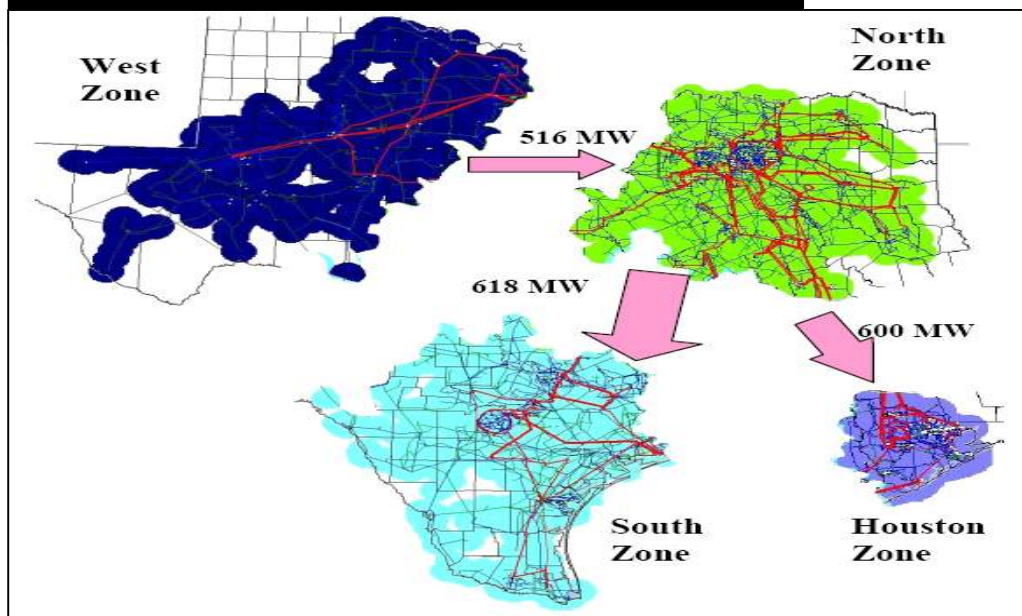
17) 수력의 피크기여도는 0%이며, 풍력의 피크기여도는 8.7%이다.

고려하며, 시장기반의 수요반응 프로그램에 참여하는 대규모 수용가도 공급에 비력 산정에 적용한다.

2. 송전제약

전력시장의 가장 중요한 임무 중의 하나는 송전망의 유통전력을 효율적으로 관리하는 것이다. ERCOT에서는 송전망의 제약을 두 가지 방법으로 관리한다. 첫째, 실시간시장(Balancing Energy Market)을 통해 Zone간의 제약을 해소하는 방법으로, 유통 선로의 조류를 한계치 이내로 유지하기 위해 에너지 생산의 증감을 조정하는데 이를 Zone간 혼잡관리(Interzonal Congestion)라 한다. 둘째, Zone 안에서 제약을 관리하기 위하여 급전 변경을 통해 혼잡을 해소하는 Local Congestion 관리가 있다.

그림 23 SPD를 활용한 Zone간 평균 유통전력량 (2010년)



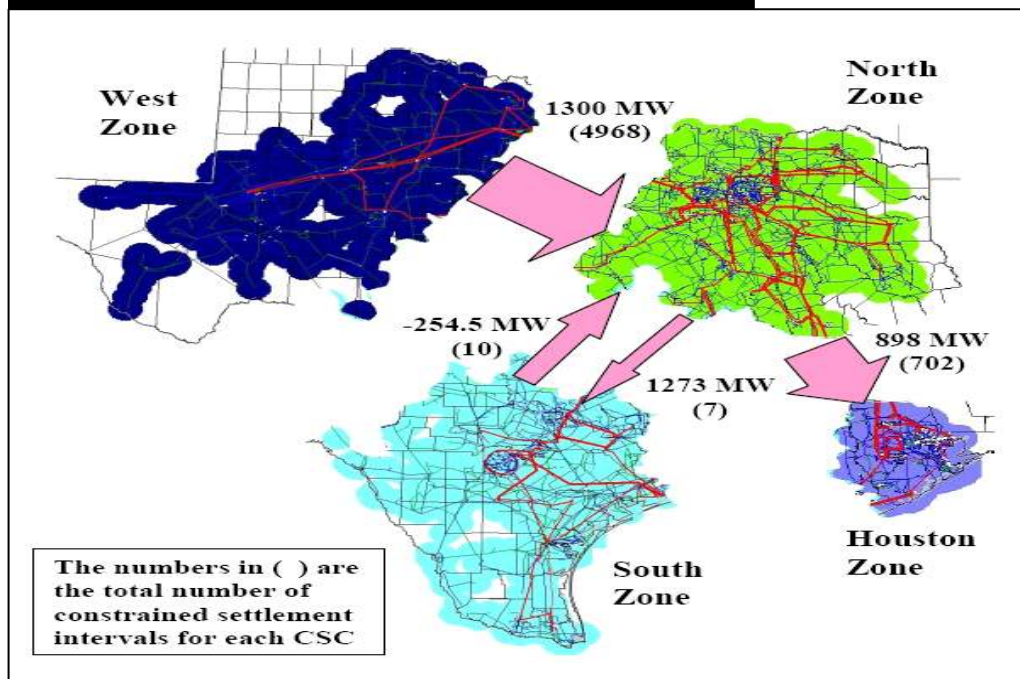
출처 : 2010 State of the Market Report, ERCOT

ERCOT은 각 zone내에서의 기동지시와 zone간의 제약관리를 위해 ERCOT 시장규칙이 구현되어 있는 Scheduling, Pricing and Dispatch(SPD) 프

로그그램을 사용한다. ERCOT은 SPD 프로그램을 통해 실시간 시장에서 경제급전을 수행하며, Zone간의 송전혼잡을 줄이기 위해 노력한다. SPD는 ERCOT을 4개의 Zone으로 구분하고 5개의 CSC를 상정한 후 CSC별 한계용량을 미리 정해 실시간 시장에서 송전혼잡을 줄이기 위해 사용된다.

[그림 23]는 ERCOT을 4개 Zone으로 구분하고 Zone을 5개의 CSCs로 간략화하여 표현한 것이다. 5개의 CSCs는 ① West to North, ② South to North, ③ North to South, ④ North to Houston, ⑤ North to West로 구성되어 있으며, 화살표는 SPD 프로그램 내의 순 유통전력량을 보여주고 있다. 이에 따르면 North Zone은 상당한 양의 전력을 다른 Zone으로 보내는 주요 발전원임을 알 수 있다.

그림 24 송전혼잡시 Zone간 평균 유통전력량 (2010년)



출처 : 2010 State of the Market Report, ERCOT

[그림 24]은 SPD를 사용하여 2010년에 4개의 Zone에서 송전혼잡이 발생했을 경우의 평균조류를 나타내고 있다. 화살표는 송전혼잡시 평균 유통전력량과 방향을 나타내고 있으며, 괄호 안은 송전혼잡이 발생한 정도를 보여주고

있다. 2010년에는 West to North, North to Houston, South to North 순으로 혼잡이 많이 발생하였다. 특히, West to North 방향은 15분 간격으로 4,968회의 송전제약이 발생하였으며 평균 1300MW가 융통되었는데, 이는 연간 15%의 기간 동안 송전제약이 걸렸다는 의미이다. 또한, 기본적으로 Houston Zone은 전력수입 구역으로서 North Zone으로부터 상당한 전력을 공급받는다는 것을 알 수 있다.

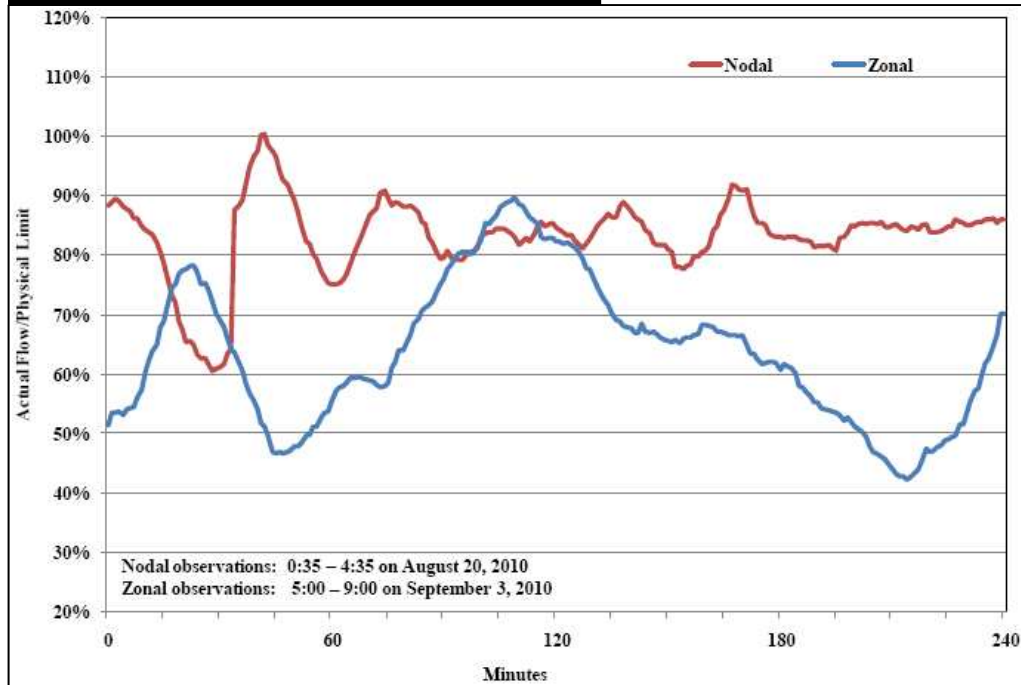
표 4 CSC 평균 융통전력량 한계 및 평균 융통전력량 (2010년)

CSC 2010	Average Physical Limit (MW)	Average Actual Flow (MW)	Avg. Physical Limit - Avg. Actual Flow (MW)
North to South	1155	955	200
North to Houston	2991	2497	494
South to North	580	355	225
West to North	2077	1563	514

출처 : 2010 State of the Market Report, ERCOT

[표 4]를 통해 CSC의 실제 융통전력량은 융통전력 한계치보다 적음을 알 수 있으며, 이는 2010년의 실제 융통전력 한계치는 2009년보다 높아진 데 기인한다. 실제로 West to North의 융통전력 한계치는 2009년보다 500MW이상 증가하였으나, 실제 융통전력량은 한계치보다 500MW 이상 적게 계통운영이 된 것을 알 수 있다. 모든 CSC를 평균적으로 볼 때 실제 융통전력량은 한계치보다 21% 적게 운전된 것을 알 수 있다. 송전선로의 효율적인 사용을 위해서는 융통전력량이 한계치와 비슷하게 사용되어야 하지만, Zonal을 기반으로 한 시장에서는 이러한 계통운영이 힘들기 마련이다. Nodal을 기반으로 한 시장은 이러한 문제점을 해결할 수 있는데, 이는 송전혼잡의 실시간 해결 가능, SPD를 활용한 기동지시를 대체한 실제 발전량 및 송전선 융통량 반영 가능, 15분 기동지시를 대체한 5분 기동지시 등이 가능하기 때문이다.

그림 25 West to North의 송전혼잡시 비교



출처 : 2010 State of the Market Report, ERCOT

[그림 25]는 West to North의 Zonal 시장과 Nodal 시장 상황시의 송전선로 활용도를 비교하였는데, 이를 통해 Nodal 시장을 도입할 경우 송전선의 활용도가 높아지는 것을 알 수 있다. Zonal 시장 하에서는 송전선 이용률이 평균적으로 64%이지만, Nodal 시장 하에서는 송전선 이용률이 83%로 상승한다. 이 자료는 비록 비교·분석시의 시간상의 차이가 존재하고 일반화하기에는 모집단이 적은 단점들이 있지만, Nodal 시장이 운영될 경우 송전선 이용률이 높아지는 것은 자명하다고 할 수 있다.

3. 신뢰도 기준

2015년의 설비예비율은 18.52%로 전망되어 ERCOT이 자체적으로 설정한 설비예비율 기준 13.75%를 상회할 것으로 예상된다. [그림 26 참조] ERCOT의 최소설비예비율은 기존 12.5%에서 13.75%로 상향되었다. ERCOT은 Eastern Interconnect 및 멕시코와 DC 연계선을 갖고 있으며, 각각 1,106MW의 송전용량을 보유하고 있으며, 한계치까지 운영이 가능하다.

그림 26 피크 기간 동안의 수요, 자원, 예비력 현황

Demand (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total Internal Demand	69,057	70,014	70,871	71,806	72,859	73,784	74,710	75,631	76,550	77,471
Demand Response	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917	1,917
Net Internal Demand	67,140	68,097	68,954	69,889	70,942	71,867	72,793	73,714	74,634	75,554
Resources (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	76,751	77,673	78,478	79,360	78,760	78,760	79,060	79,060	79,060	79,060
Prospective	79,574	81,486	82,991	84,361	84,972	85,343	86,014	86,384	86,755	87,126
Adjusted-Potential	79,574	81,588	83,172	84,580	85,251	85,621	86,292	86,663	87,033	87,404
Reserve Margins (%)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	14.31%	14.06%	13.81%	13.55%	11.02%	9.59%	8.61%	7.25%	5.93%	4.64%
Prospective	18.52%	19.66%	20.36%	20.71%	19.78%	18.75%	18.16%	17.19%	16.24%	15.32%
Adjusted-Potential	18.52%	19.81%	20.62%	21.02%	20.17%	19.14%	18.54%	17.57%	16.61%	15.68%
Reference Margin Level	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%	13.75%
Excess/Shortfall (MW)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Anticipated	379	212	43	(139)	(1,937)	(2,989)	(3,742)	(4,790)	(5,836)	(6,882)
Prospective	3,203	4,025	4,556	4,863	4,275	3,594	3,212	2,534	1,859	1,183
Adjusted-Potential	3,203	4,127	4,737	5,081	4,554	3,873	3,490	2,813	2,138	1,462

출처 : 2014 Long-Term Reliability Assessment, NERC

ERCOT은 대정전에 대해서는 명문화된 절차가 존재하지 않지만, ERCOT은 이러한 상황을 미리 감지하게 되면 발전소 예방정비 철회, 추가적인 발전설비의 계통병입 준비, DC 연계선을 통한 인근 주로부터의 전력구매 문의 등의 선제적인 방법 등을 고려하게 된다.

ERCOT은 예상 최대 전력보다 5.5% 높은 양의 부하를 감당할 수 있는 설비용량을 보유하고 있어야 한다. 일반적으로 매우 더운 여름날 전력소비량은 예상보다 높게 올라가고 발전설비 고장확률도 평상시보다 높아지게 되며, 일부 발전사업자는 연료 구입에 어려움을 겪기도 하고 자금 문제도 발생하게 된다. 이러한 문제로 예비력이 부족하게 될 경우, ERCOT은 EECPEmergency Electric Curtailment Plan, 비상시 부하 감축을 실시하게 될 것이다. EECPE는 차단가능부하, 전압 저하, DC연계를 이용한 비상 전력 구입, ISO가 관장하는 수요반응 등을 포함한다.

ERCOT에서 UVLS(Under Voltage Load Shed, 저전압시 부하차단)는 휴스턴 : 4,500MW, 댈러스/포트워스 : 2,400MW, 리오그란데밸리 : 340MW와 같이 이루어진다. 다른 지역에서의 추가적인 UVLS 진행이 고려되긴 하였으나, 아직까지는 더 이상의 진전은 없는 상태이다. 이들 지역의 UVLS는 계통 운영상의 방법으로 저전압 문제를 해결할 수 없을 경우 일종의 ‘안전망’ 제공을 의도한 것이다. UVLS는 보통 NERC 분류 사고 B와 C에는 적용되지 않고, NERC 사고 분류 중 사고 D시 필요한 부하 차단량에 한계를 두기 위한 계통 강화 방안이다. 한편 리오그란데밸리 지역의 UVLS 시행은 NERC 분류 사고 C를 초래할 수 있는 지역 전압 붕괴를 막기 위함이며 ERCOT은 신뢰도 향상의 방안으로 추가적인 UVLS 시행은 고려하지 않고 있다.

ERCOT에는 현재까지 신뢰도에 영향을 미칠 만한 설비의 폐지는 아직까지 계획되어 있지 않으나, ERCOT은 향후 연도에 대해 안전제약 발전기 기동 정지계획과 경제급전을 수행한다. 이러한 분석은 매 시간단위로 최대 수요 및 운영예비율과 여기에 10%를 더 감안하여 다양한 상황에서 전력수요를 충족시킬 수 있을지 분석한다. 부하자료는 비동시 수요를 이용하고, 송전망 운영제약은 ERCOT이 제시하는 시장 기반의 경제급전에 기초하여 분석이 이루어지게 된다.

텍사스의 RPS에 의하면 2015년까지 5,880MW, 2025년까지는 10,880MW 규모의 신재생에너지 설비를 건설하도록 하였으며, 이미 2025년까지의 신재생

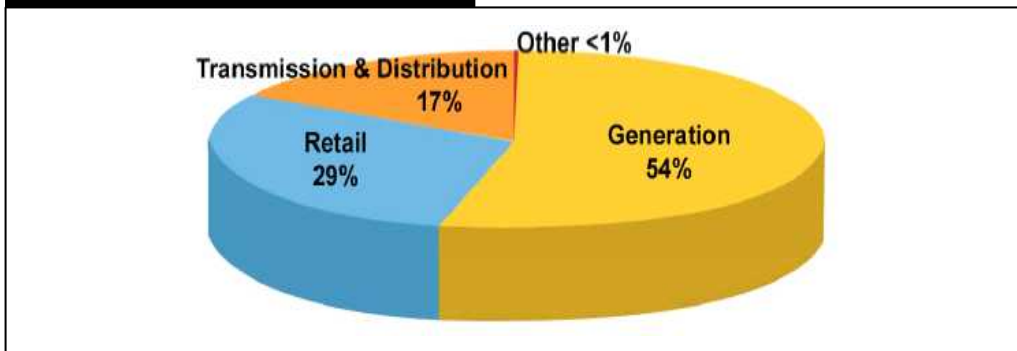
에너지 목표 설비가 준공되어 있는 상태이다. 현재 ERCOT의 전력계통 운영상 기존의 풍력발전설비들은 단지 8.7%의 용량만이 계통에 기여하는 것으로, 나머지 용량은 기타 발전량으로 산정한다. 이미 텍사스 서부 지역에 풍력발전소가 급격하게 증설되고 있으며, 향후 새로운 송전선로가 텍사스 서부와 나머지 ERCOT 지역 시스템 간에 건설되기 전에는 텍사스 서부 내외에 계통 혼잡을 초래할 수 있다. 이러한 이유로 PUCT는 CREZ(Competitive Renewable Energy Zone, 경쟁력 있는 신재생 에너지 발전단지) 설정 계획의 일환으로 \$50억 규모의 송전선 건설을 추진하고 있으며, 풍력발전으로 인한 텍사스 서부와 나머지 지역의 송전혼잡을 완화하고 있다.

IV 계통계획

1. 송전계획 원칙 및 프로세스

ERCOT 시장에서는 PUCT가 송·배전 사업자의 송전 비용과 운영을 관할하며, 송전비용은 소비자에게 부가된다. 송전요금은 최종 소비자의 위치에 상관없이 동일하기 때문에 “우편 요금”식의 송전요금이라고도 한다. 발전사업자는 신규 발전설비의 송전선 접속비용에 대해 책임을 지며, 전력사업자가 송전 용량 확보에 대한 의무를 가지고 있으며 이를 위한 비용은 요금에 포함된다.

그림 27 ERCOT 전력요금 구성



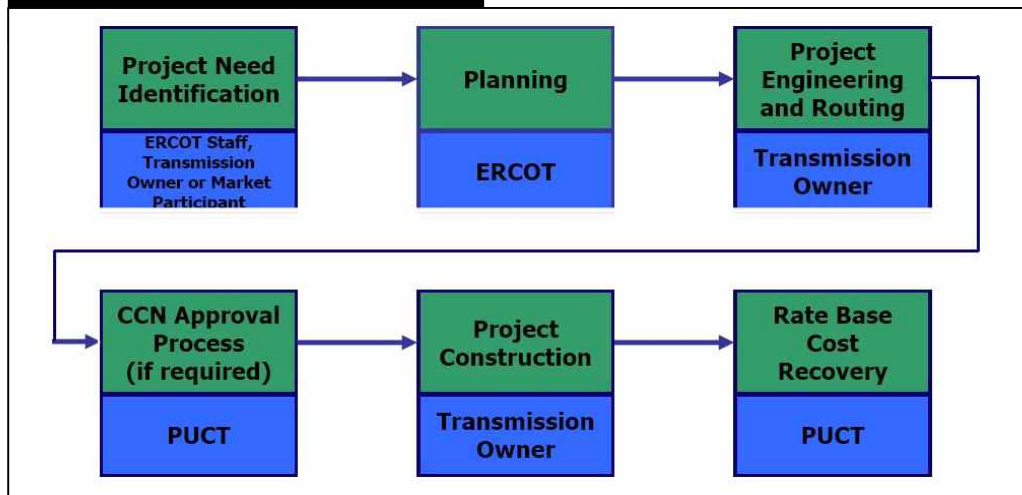
출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

ERCOT의 전력요금 구성을 보면 발전비용이 54%, 소매사업자 비용이 29%, 송·배전 비용이 17%, 기타 수수료가 1%를 차지한다. 이중 발전비용에는 연료비와 송전혼잡비용도 포함된다.

송전선 건설 프로젝트는 시장 참여자, 송전선 소유자 또는 ERCOT 직원 등 누구나가 제안할 수 있고, 주주도 의견을 내거나 다른 방안을 제시할 수도 있다. ERCOT은 주주들에게 부가되는 송전계통의 영향이 균형을 이루도록 개방과 비차별적 계획 절차를 감독한다. 이사회는 프로젝트 승인을 담당하고 PUCT는 필요성과 기대효과에 대한 검증을 한다.

ERCOT은 North, South, West 등 3개 지역으로 송전망 계획 그룹별로 실행한다. 이를 통해 그룹의 회원들에게 입안된 송전망 계획의 정보를 제공하고, 각 그룹은 계획안을 재검토한다.

그림 28 송전망 프로젝트 절차



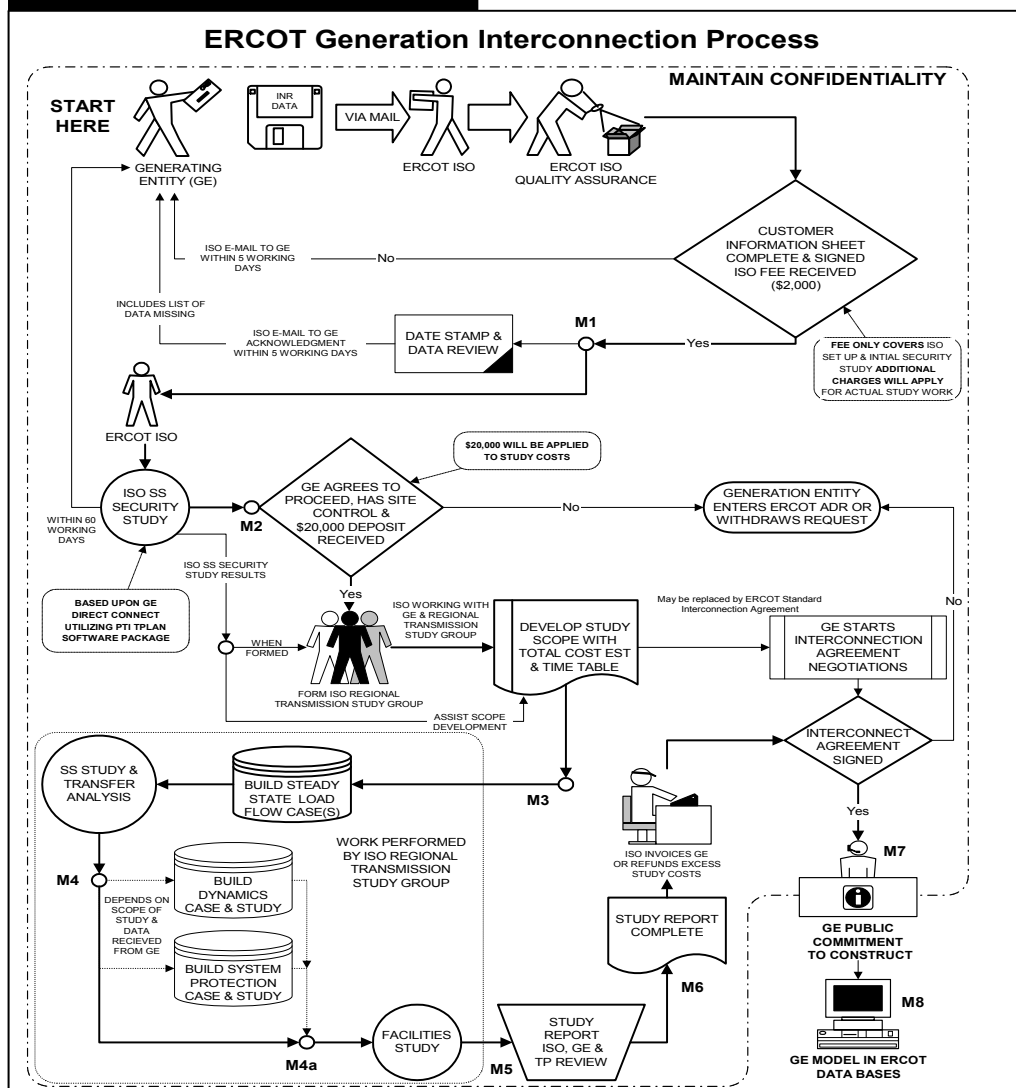
출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

[그림 28]은 ERCOT의 신규 송전망 프로젝트에 대한 시장참여자, 기관별 역할을 개략적으로 보여주고 있다. 총 34~98개월간에 걸쳐 진행되는 상세한 절차는 다음과 같다. 프로젝트의 개발 및 리뷰에 12~28개월이 소요되며, 여기에는 제안, 정상상태 분석, 경제성 평가, 보고서 작성과 리뷰, 신뢰도 분석과 이사회 보고 등이 포함되어 있다. 규제기관의 검토에 12~31개월이 소요되며, 환경평가, 공청회, 필요성과 효과분석, 의견수렴, 청문회 등이 포함된다. 프로젝트의 건설에는 9~39개월이 소요되며, 지역, 설비, 구매, 민원, 선하지 보상, 선로 건설 등이 포함된다.

ERCOT 지역의 신규 송전망의 증설은 탁송료 증가를 유발하여, 765kV급 송전선은 마일당 260만 달러, 345kV급 송전선은 마일당 150만 달러의 비용이 소요된다. 송전선로의 지상권은 도심지에서는 공사비의 10~20%, 지방에서는 5~10%를 고려해야 한다.

2. 발전기 상호접속 (Interconnection)

그림 29 발전소 상호접속 절차



출처 : ERCOT Board Orientation, ERCOT

발전기 송전접속에 대한 절차는 다음과 같다. 우선, 발전사업자가 신규 발전소의 송전접속에 대한 사업타당성 분석요구서를 ERCOT에 제출하게 되면, ERCOT은 정상상태 분석을 시행하고 신규 발전설비 추가에 따른 개략적인 추

정을 발전사업자에게 제공한다. 발전사업자는 이러한 정보를 바탕으로 의사결정을 수행하게 되고, 신규 발전설비 건설을 희망할 경우 상세 상호접속 보고서를 ERCOT에 요청할 수 있다. 송전망 사업자는 세부적인 분석을 시행하게 되고 최종 비용을 결정하게 되며, 발전사업자가 송전망 사업자의 결정에 동의하에 그 비용을 충당할 경우 송전설비 접속을 할 수 있게 된다. 그 후 송전설비 건설·개선 사업에 대한 허가가 완료되면 발전기 상호접속의 절차가 마무리 된다.

[그림 29]과 같이 송전접속과 관련된 규정은 ISO Protocol 중 발전기 송전접속 절차에 따라 처리되고, 접속협약은 ISO에서 제정한 표준접속협약서를 적용한다. 송전접속 신청을 위해 발전회사는 접수비로 \$2,000을 납부하고, 안정도 연구를 위한 비용으로 \$20,000을 예치한다.¹⁸⁾

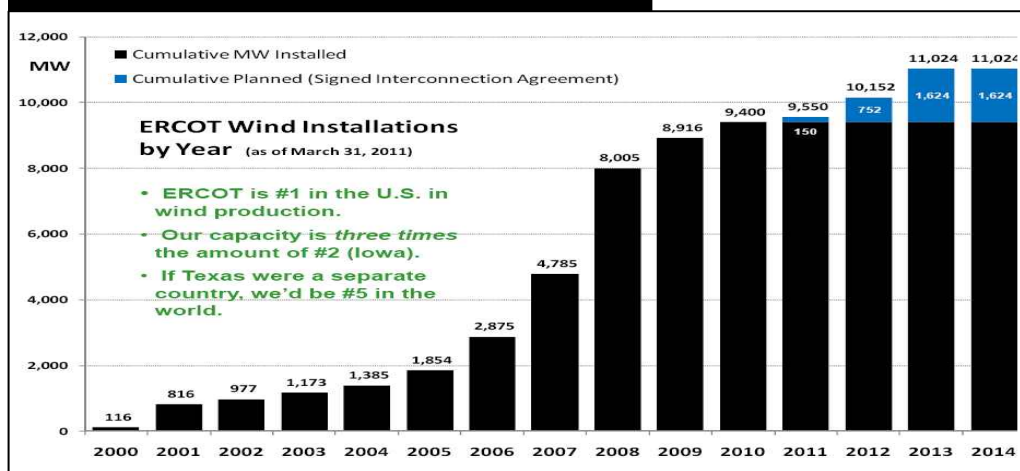
18) 연구비용이 예치금보다 적게 소요되는 경우에는 차액을 반환함

V 기후변화에 대한 대응

1. 신재생에너지

텍사스는 Texas Senate Bill 7(1999)을 통해 기존의 880MW 규모의 설비 외에 2009년까지 2000MW 규모의 신규 신재생에너지 설비를 건설하도록 하였다. 또한 RPS 제도의 원활한 추진을 위해 REC(Renewable Energy Credit, 신재생에너지 크레딧 제도)를 도입하여 유동성과 트레이딩을 도입하였다. 2005년의 Texas Senate Bill 20는 기존의 RPS 제도를 좀 더 강력하게 수정하였다. 2015년까지 5,880MW, 2025년까지는 10,880MW 규모의 신재생에너지 설비를 건설하도록 하였으며, 이중 500MW 비 풍력발전설비를 건설하도록 하고 있다. 또한 CREZs(Competitive Renewable Energy Zones, 경쟁적인 신재생에너지 구역)를 조성하여 발전설비와 송전설비간의 치킨게임¹⁹⁾을 없애고자 하였다.

그림 30 ERCOT의 연도별 풍력발전설비 건설 전망



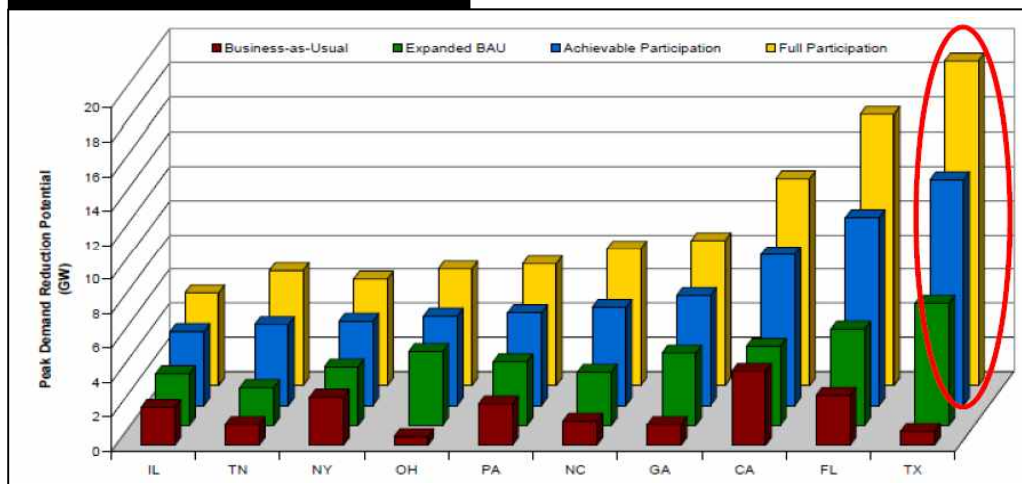
출처 : Experiences in the Texas Nodal Market, ERCOT

19) 치킨게임 : 어느 한 쪽이 양보하지 않을 경우 양쪽이 모두 파국으로 치달게 되는 극단적인 게임이론

2. 수요반응 프로그램

수요반응은 시장 혹은 신뢰도 조건에 의해서 부하가 조정되어 전력사용량이 일시적으로 변화되는 것을 의미하는데, 일반적으로 경제적인 수요반응과 운영기준의 수요반응으로 구분할 수 있다. 첫 번째로 경제적인 수요반응이란 높은 에너지가격 혹은 송전요금제도와 같은 경제적인 신호에 의해서 수요가 반응하는 것을 의미한다. 예를 들어, ERCOT에서는 전력수요가 높을 경우 AMI(Advanced Metering Infrastructure)를 구축한 소비자의 경우 전력요금이 높을 경우 전력수요를 줄일 가능성이 높으며, 일부 사용자는 최대 부하시 송전혼잡을 고려하여 전력수요를 줄이는 행태들을 일컫는 것이다. 두 번째로 운영기준의 수요반응은 전력소비자가 시장 및 계통 상황에 따라 전력수요를 줄이는 것을 의미하며, ERCOT에서 LaaRs(Loads Acting as Resource)를 통해 보조서비스를 공급하거나 EILS(Emergency Interruptible Load Service)를 통해 수급 비상시 최후의 사용수단으로 활용하는 것들을 의미한다. ERCOT은 시장 참여자들이 발전 자원과 똑같이 예비력이나 에너지의 공급을 담당할 수 있도록 허용하고 있으며, 이러한 부하들을 LaaRs로 규정하여 ERCOT 전력시장에서 참여할 수 있도록 하고 있다.

그림 31 주요 주별 수요반응 잠재량

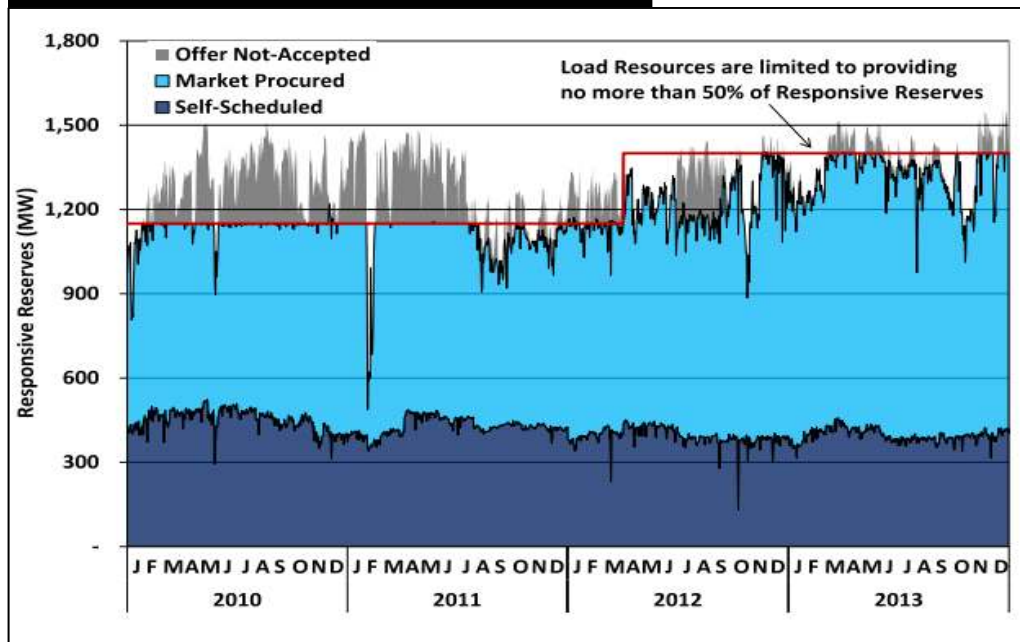


출처 : 2009 National Assessment of DR, FERC

[그림 31]에 의하면 FERC는 2019년까지 텍사스 지역의 수요반응 잠재력을 19GW로 평가하고 있으며, 이는 ERCOT 최대 부하의 20~25% 가량 될 것으로 추정하고 있다.

ERCOT 전력시장에서의 LaaRs는 하루전 시장에서 Responsive 예비력이나 Non-Spinning 예비력을 보조 서비스 시장에 제공하는 것을 말한다. LaaRs는 에너지 시장에서 발전 자원과 같이 ERCOT의 기동지시를 따를 수 있어야 하고 원격 계량기를 갖추고 있어야 한다. Responsive 예비력은 정밀한 UFR(Under Frequency Relay) 장비를 보유해야 하고, 부하에 설치된 UFR은 계통의 주파수가 59.7Hz 보다 낮으면 자동으로 분리되어야 한다. 또한, BUL은 에너지 시장에서 요구하는 공급능력을 갖춘 부하를 칭하며, 이러한 수용가는 원격 계량기는 사용하지 않고 다만 주기적으로 데이터를 저장 할 수 있는 설비를 갖추어야 한다. BUL은 예비력 시장이나 보조서비스 시장에 참여하지 못한다.

그림 32 일간 평균 Responsive 예비력의 형태



출처 : 2013 State of the Market Report, ERCOT

2013년 12월 기준으로 LaaRs로 2,950MW 수준의 공급능력이 확보되었다. 이러한 예비력은 에너지 시장에는 참여하지 못하지만 Responsive 예비력 시장에 참여하거나 극히 소량의 Non-Spinning 예비력 시장에 참여할 수 있다. [그림 32]은 LaaRs의 형태로서 2013년에 일일 기준으로 Responsive 예비력 시장에 제공된 것을 보여준다. [그림 32]에 따르면 일일기준으로 LaaRs의 형태로 Responsive 예비력 시장에 공급된 LaaRs의 양은 1,150MW를 초과했지만, 신뢰도의 문제로 1,150MW가 LaaRs의 형태로 제공될 수 있는 Responsive 예비력 시장에 제공될 수 있는 한계치가 되었다. 1,150MW는 2012년까지 한계치로 유지되다가 2013년부터 1,400MW로 상향 조정되었다. 2011년에 Responsive 예비력이 2월과 7월 중순에 상당히 감소하였는데 그 이유는 그 기간에 실시간 요금에 상당히 높은 수준을 나타냈기 때문이다.

LaaRs는 Responsive 예비력시장에는 능동적으로 참여했지만, 실시간에너지, 주파수조정, non-spinning 예비력 시장에는 참여하지 않았다. Responsive 예비력 시장의 경우 LaaRs가 예비력으로 제공된다 하더라도 실제적으로 구현되는 비율이 낮으며, 부하의 형태로 삭감되어도 높은 가격으로 보상될 수 있다. 하지만, non-spinning 예비력 시장의 경우 삭감될 확률이 더 높으며, 주파수조정 예비력 시장의 경우는 대부분의 LaaRs가 충족시키지 못하는 기술적인 부분들이 존재하기 때문이다.

VI 주요 현안 및 시사점

1. 텍사스 노달 시장

PUCT가 2003년 9월에 Nodal 도매 시장을 개발하도록 ERCOT에 지시한 이후 Texas Nodal Program을 통해 기존 Zonal 시장에서 전일 시장, 기동정지, SCED, CRR을 포함하는 Nodal로의 시장 이행을 2010년 12월 이행하였다. Nodal Market은 ERCOT 지역 내에서 전력 매매 방식을 현저히 변화시키고 있다.

표 5 ERCOT의 Zonal 시장과 Nodal 시장 비교

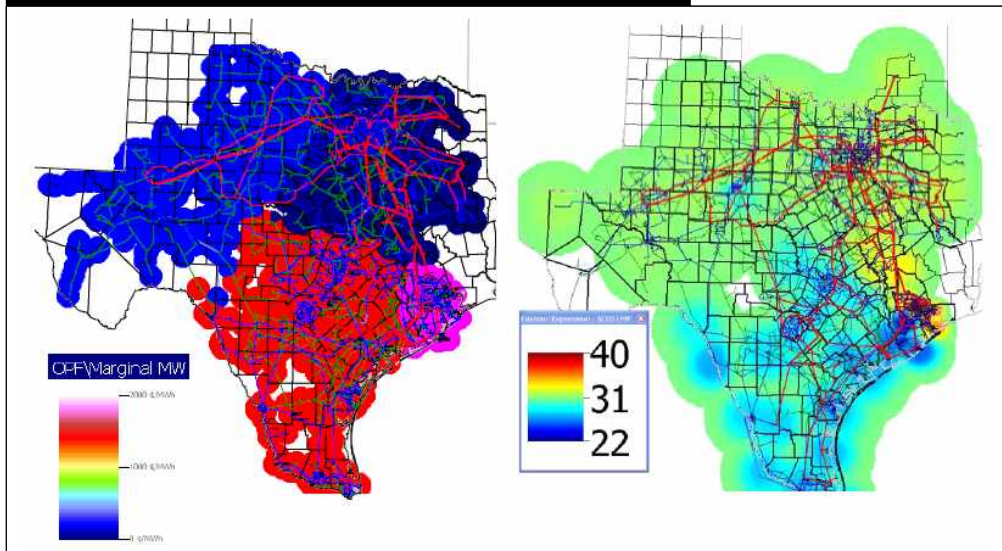
Zonal 시장	Nodal 시장
Transmission congestion rights ○ 하루전 에너지 시장이 존재하지 않음 ○ 보조서비스 시장의 경우 하루전 시장이 존재함	Congestion revenue rights ○ 하루전 에너지시장과 보조서비스 시장이 최적화된 시장
Portfolio-based offers by zone ○ 매 15분마다 실시간에너지 시장 운영 ○ CSC에 의한 Zonal 송전혼잡 관리	Resource-specific for local congestion ○ 매 5분마다 안전계약 경제급전 (정산은 15분마다 수행) ○ 송전혼잡은 발전소별/노드별로 관리
발전소에 대해 Zone별 평균 shift factors ○ 실시간 시장에 대한 Zone별 시장 가격	발전소에 대해 실제 shift factors 적용 ○ 발전소에 대해서는 LMP 적용 ○ 부하에 대해서는 Zone별 가중 LMP 적용

출처 : ERCOT 2009 Annual Report

[표5]는 Zonal 시장과 Nodal 시장 간의 특성과 차이를 요약하여 대비했다. Zonal 시장에서는 CSC에 의해 Congestion Management Zone(CMZ)이 생성되는데, 가격 투명성의 미흡이나 송전혼잡 책임에 대한 간접적 할당 등과 같은 문제점들이 발생했다. 이를 구체적으로 살펴보면, 첫째, 가격의 투명성 저하, 즉, 투자 신호의 왜곡이나 축소로 인해서 전력계통 운영, 제약 해소방안의 비효율성이 발생한 것이다. 둘째, 자원들의 통합 입찰, 즉, 특정지역의 입

찰 참여자들은 자원들간의 통합된 입찰이 발생하고 ERCOT은 효과적으로 계약을 해소하기 위해서 옵션을 제한하는 것을 말한다. 셋째, 지역적으로 송전 혼잡 해소 효과의 불평형 : 송전혼잡 해소에 참여하는 시장참여자들에게 부적당한 비용 할당 문제 내포 등이다.

그림 33 Zonal 시장과 Nodal 시장에서의 송전혼잡



출처 : Experiences in Nodal, ERCOT

Nodal Market으로 이행하게 되면 PUC 명령으로 지역 계통의 혼잡에 대해 직접 할당하게 된다. Nodal Market은 4,000개 이상의 Node로 구성되며 CMZ를 대신하게 된다. TEXAS의 Nodal 설계를 통해 다음과 같이 비용 절감이 예상된다. ① 가격 신호의 개선 : 국지적으로 세밀한 가격체계는 발전이나 송전망의 투자에 기여하고 적정지역 입지에 기여, ② 급전 효율성의 개선 : 자원 차원에서 낮은 비용의 전력이 공급되는 급전으로 효율성 도모, ③ 송전 혼잡의 직접적 할당 : 지역별 한계비용을 기반으로 하는 정산 등이다.

현 계약관리 기준에 지역별 Zone으로 구분된 Zonal 시장이 4,000개 이상의 노드로 구성되는 Nodal 시장으로 대체된다면, 다음과 같은 저비용의 효율성을 기대할 수 있다. 구체적으로 언급하면 ① 시장신호의 개선 : 세밀한 시장가격 신호에 따라 발전기나 송전망의 확장에 대한 투자 적정성 기대 가

능, ② 계통운영의 효율성 : 발전자원 수준에서 훨씬 효과적인 제약관리가 가능하므로 저비용 전력공급으로 절감 효과 예상, ③ 지역적인 제약 해소 효과 : 제약 해소에 참여하는 시장참여자들에게 노드별로 정산이 가능하므로 효과적인 비용 평형성 확보 가능 등이다.

2. ERCOT의 수급 비상 대응

2011년 2월 첫째 주에 텍사스와 뉴멕시코 지역에서는 5일 연속으로 온도가 영하 10도 이하로 내려가는 등 미국의 남서 지역은 혹독한 추위와 매서운 바람을 견뎌야 했다. 이러한 추위 때문에 2월 1일부터 2월 4일 사이에 ERCOT에 소속된 210 여개의 발전기가 고장나거나 감발 혹은 기동을 하는데 실패했다. 2월 2일의 발전소 고장으로 인해 4000MW의 부하를 차단했으며, 이는 320만명의 소비자에게 피해를 주었다. 2월 3일에는 발전설비 고장과 송전제약이 함께 일어나면서 180,000명의 소비자가 피해를 입었다. 이 사건의 자세한 내용과 당시 ERCOT의 대응방안을 살펴보면 다음과 같다.

표 6 ERCOT의 수급 비상 대응

□ 시행일시 : 2011년 2월 2일 05:30 ~ 2월 3일 12:15
○ 시행사유 : 강추위로 인한 다수 발전기 정지 ⇒ 수급비상
- 강추위 및 Snowstorm 발생, 총 50여대의 발전기(7,000MW, 설비용량의 8% 수준) 탈락
* Houston 기온 : 2/1 (최저 -2.8℃, 최고 21.7℃) 2/2 (최저 -5℃, 최고 2.8℃), 연중 최저온도(-11℃)
- 정지원인
* 온도 저하에 따른 수송가스 압력 부족으로 LNG 발전소 정지
* 발전소 내 파이프 라인 동결 및 동파 발생으로 발전소 정지
○ 주거, 소규모 상업지역에 대해 10~45분간 순회 정전
○ 주요도시(약 80만 가구)
- Houston, Dallas, Fort Worth, San Antonio, Austin, Corpus Christi, Abilene, Rio Grand Valley

☐ 부하조정(Rolling blackout) 시행

- 2월 2일 05:30 ~ : 부하조정 시작(4,000MW)
- 2월 2일 12:00 ~ : 부하조정 축소(2,000MW)
- 2월 2일 17:00 ~ : 부하조정 정지, 경계상태 유지
- 2월 3일 12:45 : 수급정보 해제

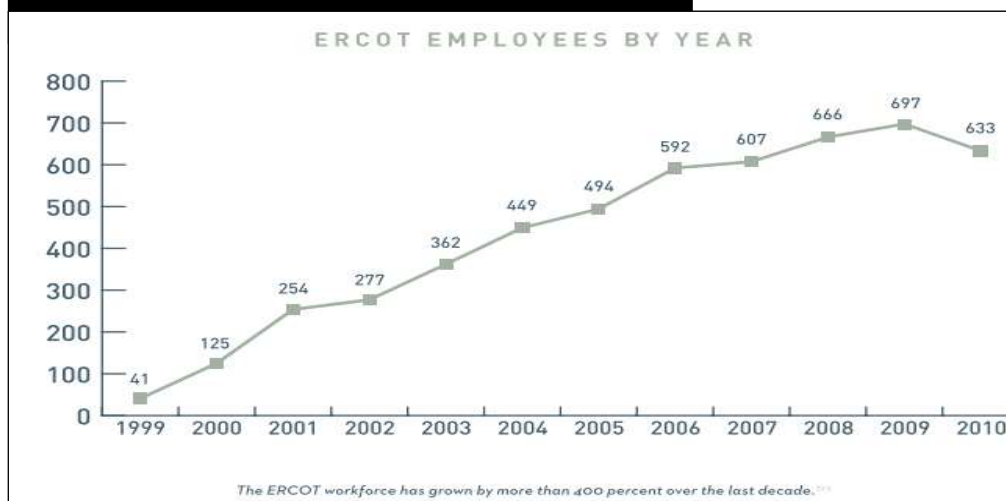
* 수급부족으로 인한 시장가격 40배 급등 : \$50/MWh $\Rightarrow$ \$2,000/MWh

출처 : ERCOT Presentation to Joint Senate Committee(2011. 2. 15)

3. ERCOT 인력 변동

ERCOT의 성공은 세계 각국으로부터 텍사스로 모여든 약 700여명의 직원들의 헌신으로부터 나왔다. 전력계통 전문가, 전기 엔지니어, IT 전문가, 사이버 보안 전문가 재무 회계 전문가 법률 전문가 등 수 많은 직원들이 실세계의 문제들을 해결하고 다른 사람들을 도와주고 있다. 세계 각지의 에너지 기업들이 종종 ERCOT을 방문하여 성공의 핵심을 배우고자 하는데 그 핵심은 단연 직원들이다. [그림 34]에서 보듯이 ERCOT의 직원은 1999년 41명에서 현재 약 700명으로 늘어났다.

그림 34 ERCOT의 인력 변동 추이



출처 : Story of ERCOT 2011 & State of Grid Report 2014

4. Clean Power Plan 영향 분석

2014년 6월 미국 환경보호국이 Clean Power Plan을 제안하였다. 전력분야의 탄소배출을 저감하는 것을 주요 내용을 하는 계획으로 전력생산과정에서 배출되는 이산화탄소의 양에 대해 제한을 두고자 하는 것이다. 텍사스에 대해서는 2020년부터 2029년까지 연평균 853lb CO₂/MWh를 맞추도록 설정하고 2030년부터는 791 lb CO₂/MWh를 넘지 않도록 해야 한다는 것이다.

이와 같은 계획의 영향에 대해서 ERCOT은 전력분야에 상당한 변화가 올 것으로 예상하고 있다. 예를 들어, 이산화탄소 배출 제한으로 인해 3,300MW에서 8,700MW 정도의 석탄화력발전소가 폐지될 것으로 예상하며, 폐지된 자원들을 대체하기 위해 신재생에너지가 사용될 것이며 신재생에너지의 간헐적 전력생산 특성을 전력계통에 활용하기 위해 지금보다 더 많은 계통운영 부담감을 가지게 될 것으로 예상하고 있다. 또한, 소비자 측면에서는 2020년까지 최소 20%정도 인상된 에너지요금을 부담해야할 것으로 예상된다.

그림 35 2029년까지의 폐지발전기 예상현황

Generation Technology Type	Baseline	CO ₂ Limit	CO ₂ \$20/ton	CO ₂ \$25/ton
Retired Gas Steam (MW)	2,000	1,600	1,600	1,300
Retired Coal (MW)	800	4,100	4,100	6,500
Total Retirements (MW)	2,800	5,700	5,700	7,800

출처 : ERCOT Analysis of the Impacts of the Clean Power Plan 2014

그림 36 2029년까지의 신재생에너지 진입 예상

Generation Technology Type	Baseline	CO ₂ Limit	CO ₂ \$20/ton	CO ₂ \$25/ton
Wind (MW)	0	3,400	2,800	3,500
Solar (MW)	9,900	12,500	12,600	13,500
Combined Cycle (MW)	0	0	0	1,300
Combustion Turbine (MW)	4,600	1,000	1,000	1,000
Total (MW)	14,500	16,900	16,400	19,300

출처 : ERCOT Analysis of the Impacts of the Clean Power Plan 2014

5. 시사점

텍사스 전력시장의 성공요인으로는 우선 ERCOT 지역 내 충분하고 풍부한 발전원 보유 및 지속적인 전원 확보에 있었다. 지역내 발전원으로 지역 전력수요의 99%를 감당하여 인근 지역으로부터 수입이 불필요하였으며, 신규전원의 지속적인 진입과 인허가 기간 단축으로 인한 신규전원의 신속한 건설(2~3년)로 인해 점진적으로 건전한 경쟁이 촉발되었고, 이것이 시장에서 수요성장에 대해 지속적인 공급능력 확충으로 이어졌다. 또한 장기계약 추진을 통한 현물시장 구매비용의 감소 역시 텍사스 전력시장의 성공요인으로 볼 수 있다. 텍사스는 이외에도 ① 풍부한 천연가스 보유로 가스발전소의 가스수송비 절감, ② 다양한 전원구성, ③ PUCT가 송배전 분야에 대한 규제와 소비자 보호를 위해 부적정 가격책정을 감시함으로서 소비자 보호방안 강구, ④ 경쟁력이 열악한 시영전력회사, 전기협동조합에게는 경쟁 적용시기를 결정할 수 있는 권한 부여, ⑤ 소비자 보호를 위한 규제와 저소득자를 위한 공익기금 조성 등의 다양한 정책을 시행하였다.

텍사스는 주거용 소비자는 소매경쟁 개시할 때 기본요금의 6%를 인하하고, 기존의 대규모 사업자의 시장지배력을 감소시킴으로서 신규 시장참여자 진입촉진 및 보호를 시행하는 등 소비자 보호를 위해 모든 노력을 경주하였다.

〈참 고 문 헌〉

1. ERCOT
 - ERCOT Board Members Overview and Orientation (July 2010)
 - ERCOT Quick Facts (July 2011/2012/2013/2014/2015)
 - Overcoming Barriers to Smart Grids & New Energy Services (April 2011)
 - ERCOT 2009 Annual Report (July 2010)
 - ERCOT 2010 State of the Market Report (Aug 2011)
 - ERCOT 2013 State of the Market Report (Sep 2014)
 - ERCOT 2014 State of the Market Report (Aug 2015)
 - Experiences in the Texas Nodal Market (Apr 2011)
 - 2014 Demand and Energy Report
 - ERCOT Analysis of the Impacts of the Clean Power Plan(2014)
2. North American Electric Reliability Council (NERC)
 - 2010 Long-Term Reliability Assessment
 - 2014 Long-Term Reliability Assessment
 - Report on Outages and Curtailments during the Southwest Cold Weather Event of February 1-5,2011 (Aug 2011)
3. Energy Information Administration of the United States <http://eia.doe.gov>
4. Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
 - 2009 National Assessment of DR
5. IEEE papers
 - Evolution of Ercot Market (2005)
 - Resource Adequacy in the “Energy-Only” Ercot Market (2007)
 - Integrated Retail and Wholesale Power System Operation with Smart-Grid Fuctionality (2010)
6. ONCOR & Texas Coalition for Affordable Power
 - The Story of ERCOT(2011)

〈ERCOT 주소〉

ERCOT은 행정과 관리조직을 Austin에 두고 운영센터를 Taylor에 두면서 사무실을 운영하고 있으며 각각의 주소는 아래와 같다.

1. ERCOT Austin : Executive and Administration Center

7620 Metro Center Drive

Austin, Texas 78744

512-225-7000

2. ERCOT Taylor : Operations Center

800 Airport Road (Physical Location)

Taylor, Texas 76574

512-248-3000

2705 West Lake Drive (Mailing Address)

Taylor, Texas 76574

〈ERCOT 웹주소〉

ERCOT은 직접적인 웹접속을 차단하고 있으며 상위기관인 OPUC (The Texas Office of Public Utility Counsel)을 통하여 접속해야 한다. 즉, 1차적으로 www.opuc.texas.gov에 접속한 다음 ERCOT의 링크를 접속한다.