

2015년 해외 전력시장 동향

WORLD POWER MARKET TREND

Yearly

MISO

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.

MISO

전력시장동향

I. ISO 개요	3
II. MISO 시장 구조 및 실적	11
III. MISO 계통 신뢰도	41
IV. 송전계획	49
V. 기후변화에 대한 대응	53
VI. 최신 현황	62

I ISO 개요

1. ISO 개요

1.1 설립 배경

1990년대 미국 전력시장은 높은 송전망 이용요금(pancaked transmission rates¹⁾)과 경제적 비효율성으로 민간의 전력분야 신규투자가 전혀 이루어지지 않았다. 이런 전력산업의 구조적인 문제점을 타결하고자 FERC는 1996년 4월 24일 수직·독점 체제의 전력계통분야를 강제적으로 개방토록 하여 우선적으로 발전분야에 경쟁을 도입하기로 결정했으며, 바로 Order 888을 발표해 송전망을 소유한 모든 전력회사에 대해 송전망 개방을 의무화 하였다. 이에 따라 전력회사는 제3자에 대하여 비차별적으로 송전 서비스를 개방하는 송전망 개방 요금표(OATT, Open Access Transmission Tariff)에 대해 FERC의 승인을 받도록 되었다. 이와 같은 국가적 전력산업 변혁기에, 중서부 지역의 전력회사들은 만성적인 문제점으로 인식되어온 송전망 요금과 같은 여러 전력거래 장애물들을 제거하기 위해 자발적으로 독립기관 설립을 논의하기 시작했다. 이에 송전 설비 매각 문제와 독립적인 제3자에게 그 운영권을 이양하는 문제를 해결하기 위해 중서부 지역 송전망 소유자 6개사가 중심이 되어 Midwest Independent Transmission System Operator(MISO)를 1996년 2월 12일 설립하였다. 1998년 9월 16일 MISO는 FERC로부터 독립계통운영자로서의 조건적 승인을 획득하고, 2000년에는 첫 번째 이사회가 선출되었다. 2014년 현재 총 직원 수는 약 850명 수준이다.

1) "Pancaked transmission rates"는 전력이 여러 전력회사의 송전망을 통해 송전될 때, 여러 회사의 송전 이용 요금이 누적되는 관례를 표현할 때 일반적으로 사용되는 용어임. 송전이용 요금이 서로 연계되지 않았기 때문에, 일반적으로 한계비용을 초과하였으며, 이것이 미국 전력산업의 경제적 비효율성을 악화시켰다.

1.2 주요 연혁

1.2.1 Day-0 Market

1998년 9월 16일, FERC는 중서부지역의 10개 송전망 소유 전력회사가 자신들의 송전망 설비의 기능적 운영 권한의 MISO 이관 및 송전망 개방 요금표를 포함하는 신청서를 승인하였다. 초기 10개 회사는 Cincinnati Gas & Electric Company, Commonwealth Edison Company, Commonwealth Edison Company of Indiana, Illinois Power Company, PSI Energy, Wisconsin Electric Power Company, Union Electric Company, Central Illinois Public Service Company, Louisville Gas & Electric Company, Kentucky Utility Company 등이었다. MISO는 초기에 Order 888의 강제조항을 뛰어넘는 진전을 이루었다. 왜냐하면 가장 큰 문제점인 누적 송전요금(pancaked rate)과 비차별성을 줄이기 위해 단순히 표준 송전 요금표에 의존하기보다, 실제적인 의무의 분리를 이루었기 때문이다. 비록 송전망 소유 회사들이 자사의 송전설비를 소유하고 물리적으로 관리하는 책임을 가지고 있지만, 계통 안정도 및 신뢰도 향상과 지역 송전 계통의 비차별적 개방 접속을 제공하는 송전망의 기능적 조정과 송전요금표 관리 권한을 MISO로 이관했기 때문이다. 이 같은 구조개편은 송전망 고객들에게 다음과 같은 잠재적 이익을 제공한 것으로 분석된다.

- ▷ 고비용 송전요금 제거를 통해 지역 간 전력송전 비용 감소
- ▷ 원스톱(One-Stop) 송전서비스 제공
- ▷ ISO/RTO의 일관성 있고 명확한 규칙 수립
- ▷ 송전망 확대에 있어 대규모 지역적 조정 및 계획 가능
- ▷ 신뢰도 향상
- ▷ 전력공급자와 전력판매자의 시장 경쟁 활성화

1.2.2 Day-1 Market

1999년 12월 20일 FERC는 전국가적으로 RTO 설립을 권장하는 규칙을 공표하였고, 2001년 12월 21일, FERC는 MISO를 국가 최초로 RTO로 승인하였으며, 이와 동시에 MISO 시장의 Day-1 market 시대가 시작되었다. 2002년 2월 1일 MISO는 FERC의 승인을 받은 개방접속 송전요금표(OATT, Open Access Transmission Tariff)에 따라 송전서비스를 제공하였는데 개방 접속 동시 정보공개 시스템(OASIS, Open Access Sametime Information System), 공급가능 전송용량(ATC, Available Transfer Capability) 및 총 전송 용량(TTC, Total Transfer Capability) 결정, 안전성 조정, 송전계획, 계통운영 및 시장 감시와 같은 서비스도 제공하기 시작하였다. 그렇지만 당시의 대부분 전력거래는 쌍무계약(bilateral contract)을 통해 이루어졌으므로 시장 감시는 제한적일 수밖에 없었다. 게다가 MISO는 특히 송전계약 처리 문제 해결을 위해서 기존의 지역 BA(Balancing Authorities)가 전담하는 계통부하 완화(Transmission Loading Relief, TLR)방식과 같은 비(非)시장 메커니즘을 포함하고 있었다. 또한, MISO는 다른 RTO와는 달리, 자신의 관할 구역에 많은 BA들을 포함하고 있었다. BA는 RTO의 조직이 아니면서, 지역 수직·독점 전력회사의 한 부분으로서, 발전기 기동정지(UC, Unit Commitment) 및 경제 급전(ED, Economic Dispatch) 등과 같은 계통 필수 업무들을 독자적으로 수행하고 있었다. 또한 BA들은 독자적으로 보조서비스 및 운영예비력에 대한 관리기능뿐만 아니라, 자원적정성(resource adequacy) 확보 역할도 함께 수행하고 있었다.

1.2.3 Day-2 Market

MISO의 Day-1 시대는 중서부 전력산업의 변혁을 이루었지만, 여전히 FERC가 RTO에게 요구하는 시장기반의 혼잡 관리(Congestion Management)와 불균형 서비스(imbalance Service)를 제공하는 수준에는 도달하지 못하였다.

PJM 및 ISO-NE 등 동부지역 ISO와 비교했을 때²⁾, MISO 지역은 상대적으로 투명한 전력시장 구조와 가격결정 메커니즘을 실행하기에는 아직 미흡하였다. FERC는 추가적으로 하루전시장(1일전시장)과 실시간 지역한계가격(Locational Marginal Price)을 통한 시장기반 계통운영 서비스를 요구하였으며, 결국 2004년 3월에 MISO가 제출한 접속 개방 계통 및 에너지시장 요금제(TEMT, Open Access Transmission and Energy Market Tariff)가 FERC의 조건제 승인을 받으면서 시장 개설이 가속화 되었다. TEMT는 LMP기반의 가격 신호를 가지는 1일전(Day-Ahead) 및 실시간(Real-Time) 에너지시장을 운영하기 위한 규칙을 포함하고 있으며, MISO는 추가적으로 시장 참여자에게 혼잡에 따른 지역적 가격 리스크를 해지할 수 있는 기회를 제공하는 재무적 송전권(FTR, Financial Transmission Rights) 시장 개설을 추진하였다.

2005년 4월 1일, MISO는 공식적으로 Day-2 시장운동을 공표하였으며, 중서부 지역 대부분을 아우르는 도매전력시장과 계통운영서비스를 제공하기 시작하였다. 초기 2개월 동안만 비용기반(Cost-based)으로 시장이 운영되었으며, 2005년 6월 30일 이후에는 시장기반으로 전환되었다.

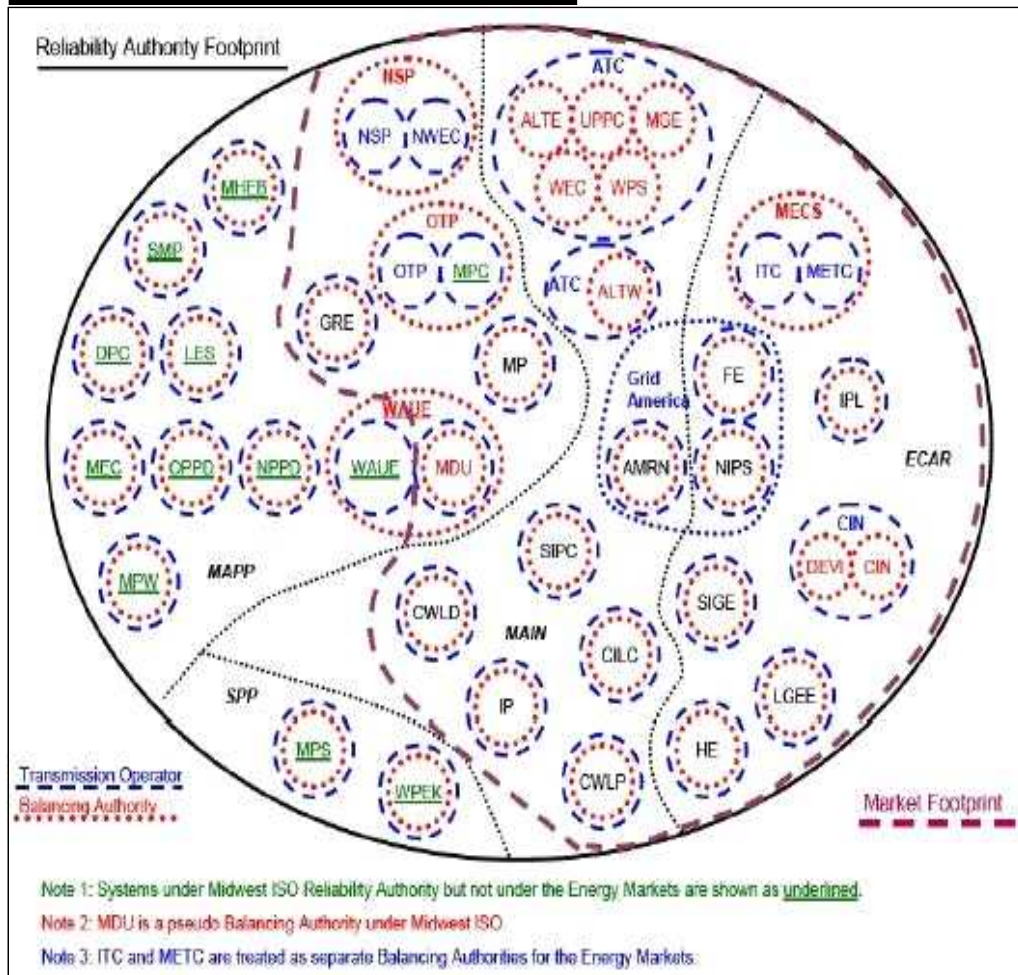
1.2.4 Day-3 Market

2007년 2월 15일 MISO는 FERC에 규제 및 운영 예비력 조달을 위한 보조서비스시장(ASM, Ancillary Service Market)을 개설하려는 제안서를 제출하였고, 다수의 지역 BA들의 권한을 MISO의 단일 BA로 이관을 요청하였다. 왜냐하면 당시의 규제 및 운영 예비력 조달은 비용 기반 프로세스에 따라 각 BA의 책임이었지만, 반면에 에너지는 MISO를 통한 시장기반 프로세스에 따라 조달되었기 때문에, MISO는 에너지시장과 연계된 규제 및 운영 예비력을 위한 1일전시장 및 실시간 시장을 개시하고자 하였다. 또한 당시에는 [그림1]에서 나타나듯이, 각 지역 BA들과 계통운영자가 산재해 있었기 때문에 시장

2) PJM은 1997년 4월 입찰기반 에너지 시장 개시, ISO-New England는 1999년 5월 최초의 전력거래시장을 개시하였다.

메커니즘을 통한 통합된 효율적인 계통운영이 절실하였다. 그 결과 2009년 1월 6일, 보조서비스시장(ASM, Ancillary Service Market)이 개설되었고 NERC로부터 중서부지역의 단독 Balancing Authority로서 승인을 받았으며, 이와 동시에 Day-3 Market으로 넘어가게 된다.

그림 1 2006년 MISO Balancing Authorities



출처 : Independent Assessment of Midwest ISO Operational Benefits (ICF, 2007)

1.3 MISO 최신 현황

1.3.1 MISO 가치제안(Value Proposition)

MISO는 2005년 에너지시장 개시 이후부터 매년 MISO 서비스 제공에 따른 계통 신뢰도 향상과 모든 발전자원의 효율적 이용의 편익(Benefit)을 산출하여 공개하고 있다. 2010년 연간 총 이익은 \$1.3~\$1.6 billion이며 향후 10년 동안의 순이익은 \$11.2~\$14.6 billion에 이를 것으로 추정하고 있다. 주요 가치 및 해당 내역은 다음과 같다.

① 신뢰도향상(Improved Reliability)

② 에너지 급전(Dispatch of Energy)

MISO의 실시간 및 1일전 에너지시장은 시장참여자들의 입찰 및 제안을 기반으로 모든 자원의 최적 사용을 위하여 발전기 안정도 제약을 고려한 발전기 기동정지(SCUC, Security Constrained Unit Commitment) 및 중앙 집중식 경제급전(Centrally Economic Dispatch)을 활용한다.

③ 무부하 용량(Unloaded Capacity)

보조서비스 시장 및 MISO의 지역 Balancing Authority 통합으로 불필요한 무부하 용량을 감소시킴

④ 규제(Regulation)

MISO의 규제시장 개설에 따라, MISO 지역에서 필요한 규제량이 상당히 감소하였다.

⑤ 순동 예비력(Spinning Reserves)

상정예비력 공유그룹(Contingency Reserve Sharing Group) 설립과 지속적인 운영예비력 시장의 시행에 따라, 총 운영예비력 요구량이 감소함

⑥ 풍력 접속(Wind Integration)

MISO의 지역별 계획으로 더욱 경제적인 풍력자원 대체를 가능하게 한다. 이와 같은 경제적 풍력자원 대체는 총 설비용량을 감소시킨다.

⑦ 운영규모 다양성(Footprint Diversity)

MISO의 관할 지역 확대는 부하의 다양성 요소를 증가시켜 지역별 계획 예비력 요구량을 15.4%에서 11.94%로 줄여준다. 이에 따라 신규발전기 투자가 지연될 수 있다.

⑧ 발전기 공급가능용량 향상(Generator Availability Improvement)

MISO의 도매 에너지 시장은 발전소 공급가능용량을 3.2% 향상시켰다.

⑨ 동적 가격(Dynamic Pricing)

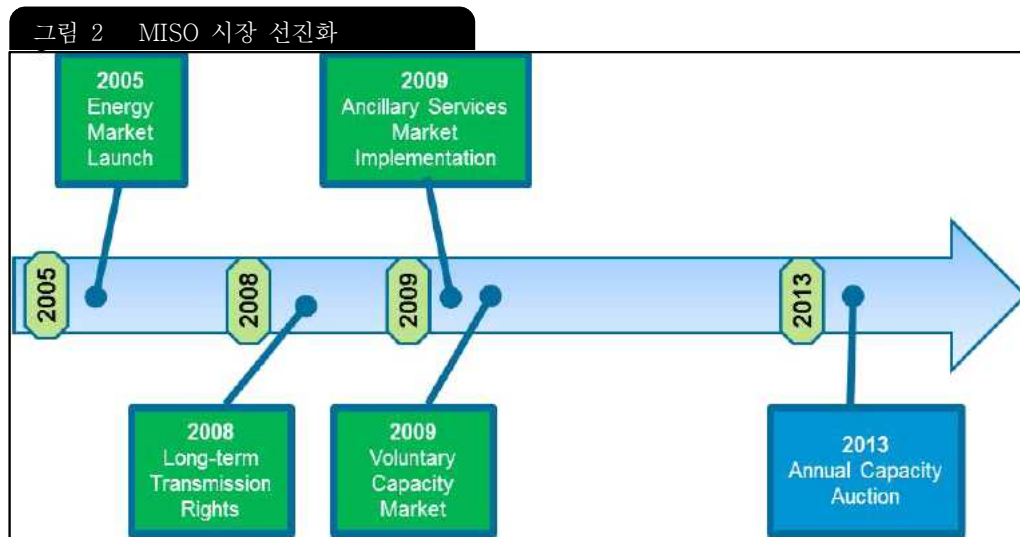
MISO의 도매 에너지 시장은 고객들이 도매시장가격에 따라 연동하는 소매가격요금제를 제공할 수 있도록 해주었다.

⑩ 직접부하조정(Direct Load Control Interruptable)

MISO는 전력공급업체(LSE, Load Serving Entity)에게 직접 부하를 차단 또는 제한할 수 있는 기능을 제공해주었다.

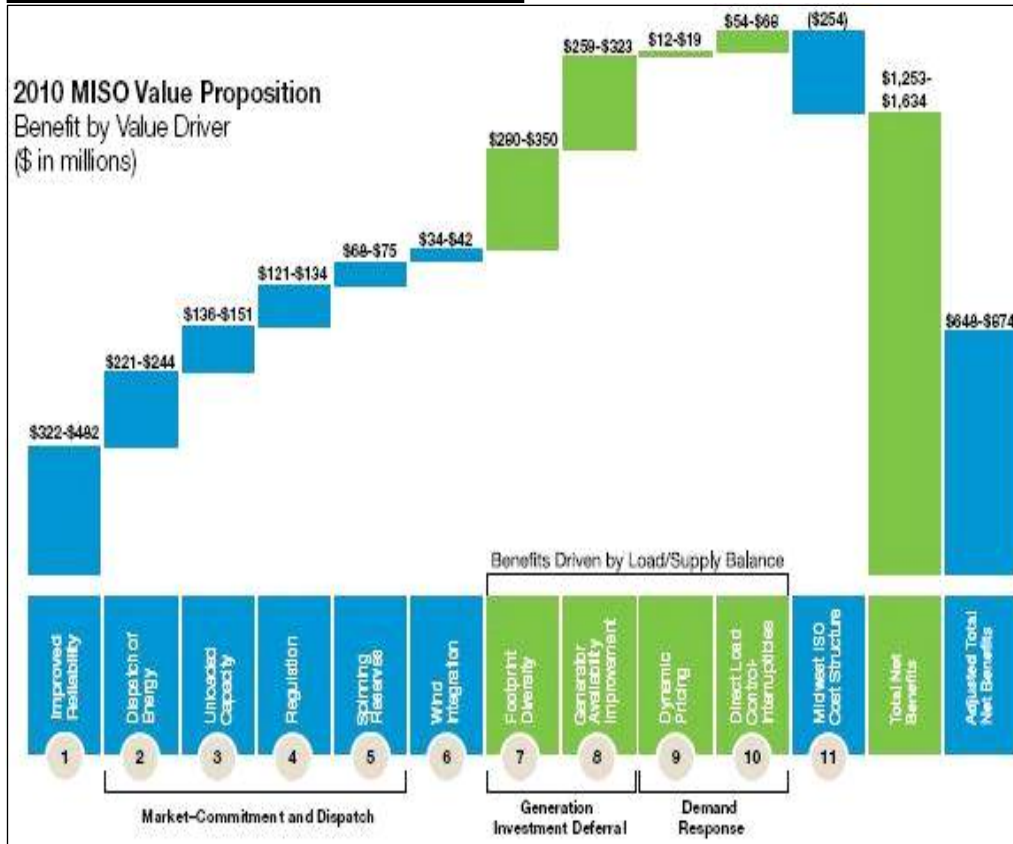
1.3.2 MISO의 시장 선진화(Market Developments)

MISO는 2005년 4월 전력시장을 개설 이래 2009년 1월 보조서비스 시장을 개설, 2013년 3월에는 연간 설비계획 시장을 개설하였다.



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

그림 3 2010 MISO Value Proposition



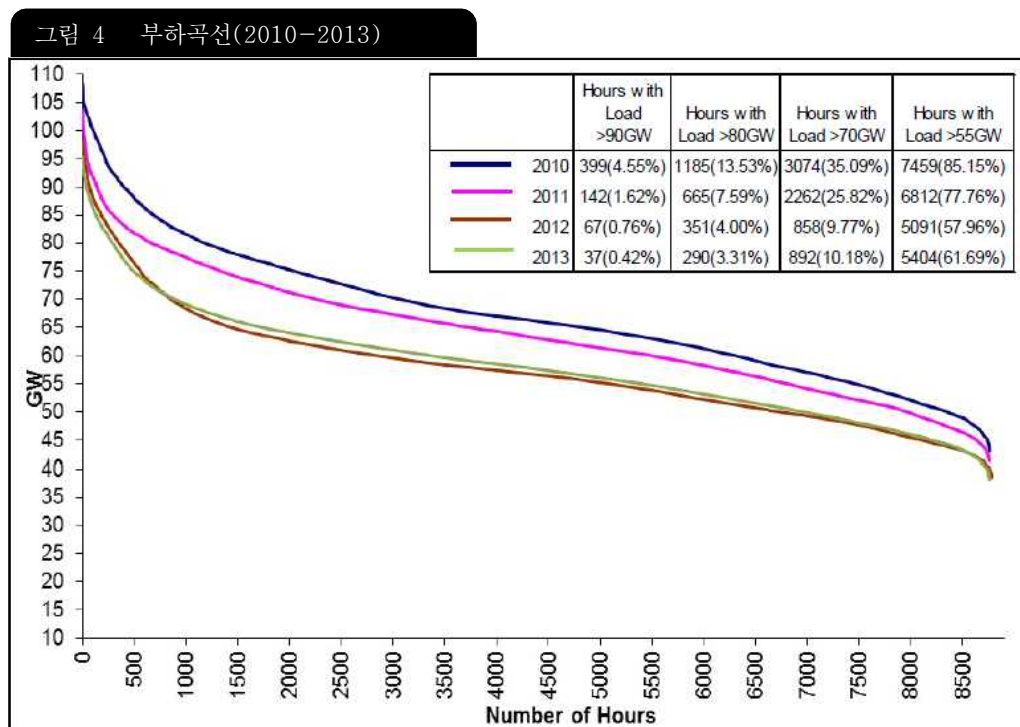
출처 : 2010 Annual Report (MISO, 2011)

Ⅱ MISO 시장구조 및 실적

1. 전력수급 현황

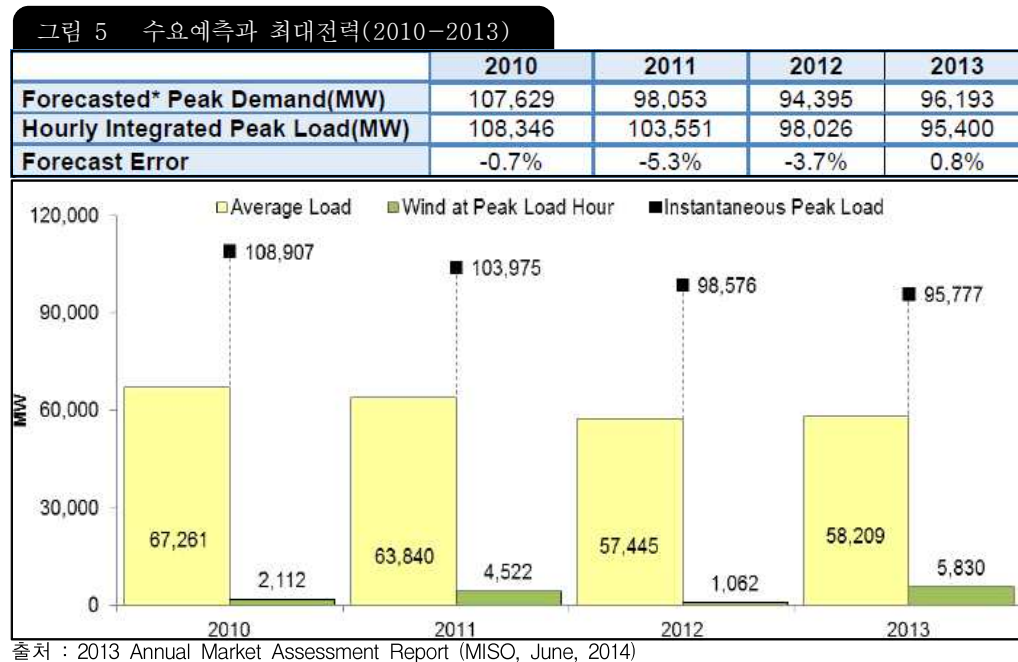
1.1 전력수요

MISO는 서부 지역이 예외적으로 겨울 피크를 보이고 있지만 일반적으로 여름 피크 지역이다. 부하곡선을 살펴보면 2013년 연중 37시간 동안 90GW를 초과하였다.



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

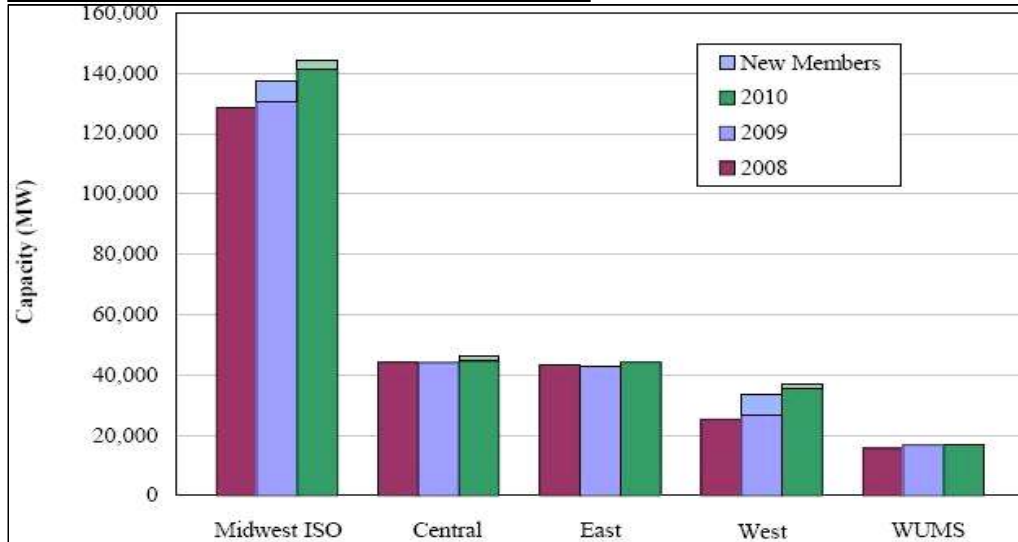
2013년 최대전력은 Hourly Integrated 기준 95,400MW를 기록하였으며, MISO 예측치인 96,193MW에 비해 0.8% 오차를 보였다. 순시 기준 최대전력은 95,777MW 이다.



1.2 발전설비

2010년 말 기준 MISO 발전설비용량은 160GW이다. 이 수치는 MISO 시장에 참여하는 회원사의 설비와 Manitoba hydro, Western Area Power Administration 등 시장에 참여하지 않지만 MISO의 신뢰도 관할 구역에 포함되는 설비를 모두 포함한 수치이다. 전력시장의 총 발전설비용량은 144.4GW이며, 이는 전년대비 5.3% 증가하였다.

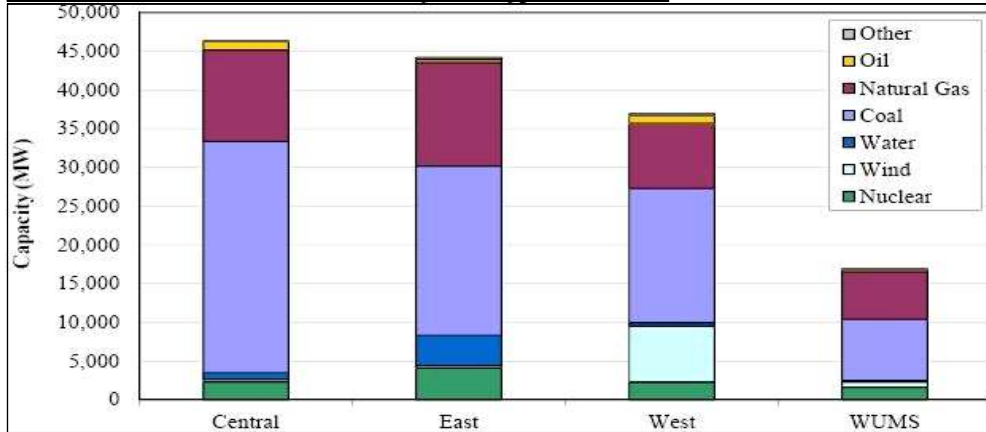
그림 6 지역별 발전설비용량 (신뢰도 기준)



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

MISO는 여전히 석탄 발전소가 총 설비용량의 53%로 반 이상을 차지하고 있으며, 기저부하 발전기로 총 발전량의 75% 이상을 담당하고 있다. 두 번째 많은 연료원은 천연가스로 총 설비용량의 28% 수준이지만, 가장 비싼 연료원으로 피크부하를 담당하고 있으며 총 발전량의 6% 정도만 차지하고 있다. 원자력은 약 7% 수준의 발전설비용량이지만, 석탄과 같이 기저부하 발전기로 총 발전량 대비 14%를 담당하고 있다. 풍력은 시장개설 이후 지속적으로 증가하고 있으며, 현재 총 발전설비용량의 6%이고 총 발전량의 3.5%를 차지하고 있다. 지역별로 발전설비 특징을 살펴보면, Central 지역은 75%가 석탄이며 이는 Central 지역의 낮은 석탄가격 때문이다. 반면, 서부지역은 풍부한 풍력자원을 가지고 있어 MISO 총 풍력발전용량의 84%를 차지하며 서부 지역의 총 발전설비의 거의 20%에 이르고 있어, MISO의 계통운영에 큰 영향을 미치고 있다.

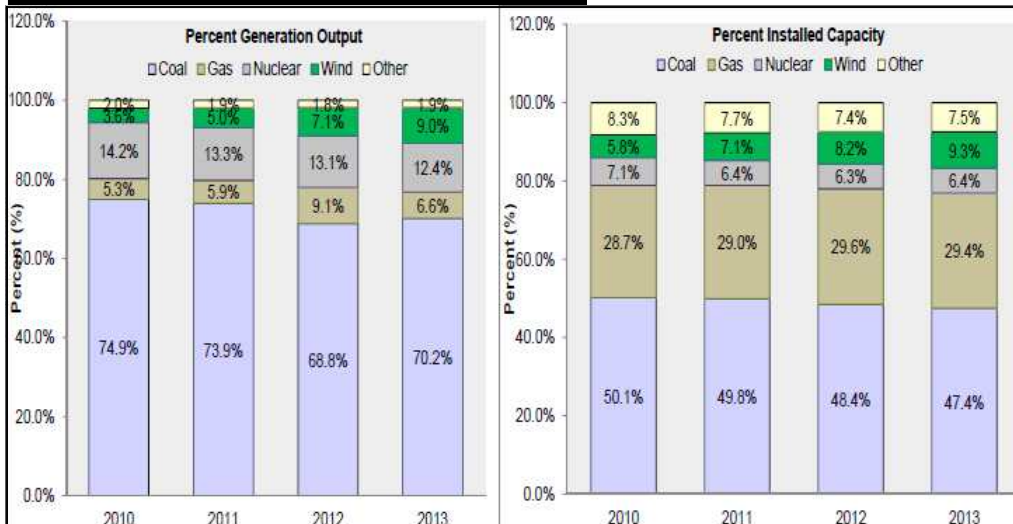
그림 7 지역별/연료원별 발전설비용량 (신뢰도 기준)



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

2013년 현재 발전설비 구성은 석탄화력 47.4%, 가스복합 29.4%, 풍력 9.3% 등 순서로 구성되어 있다. 발전량은 석탄화력 70.2%, 원자력 12.4%, 풍력 9.0% 등 순이다.

그림 8 발전설비 및 발전량 비중(2010-2013)



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

2. 시장 가격

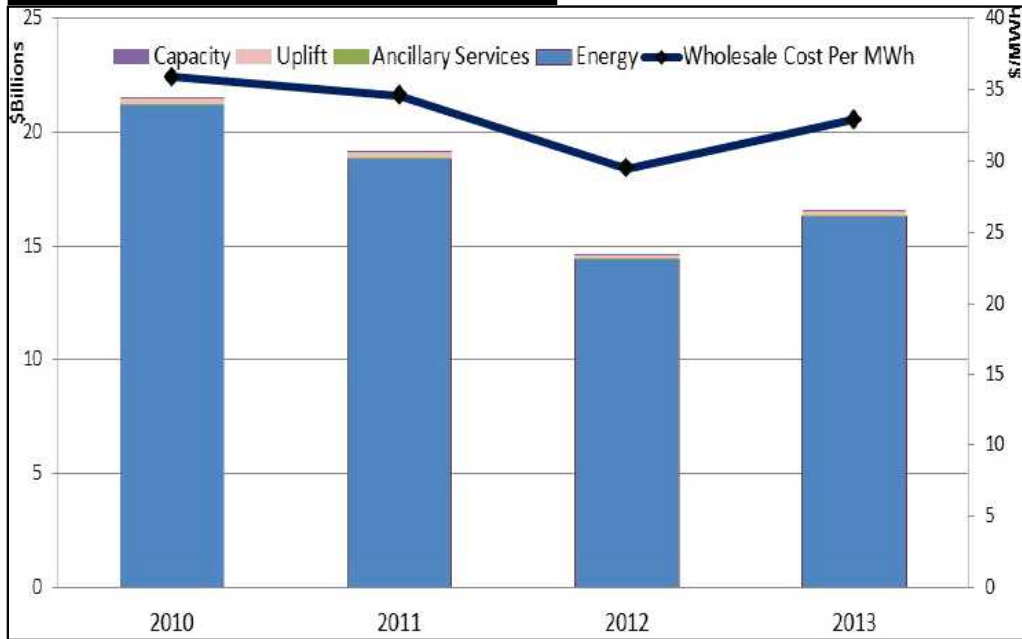
2.1 전력가격

All-in³⁾ 전력가격은 부하가중평균 실시간에너지가격, 실시간 ASM 비용, 부가서비스비용(Uplift)과 실시간부하의 MWh당 월간 용량 비용을 포함한 가격이다. 2013년 평균 all-in 가격은 2012년 \$29.5/MWh 보다 11.5% 상승한 \$32.9/MWh 이다.

2008~2010 기간 동안에는, 증가분 중 실시간 에너지 가격이 전년 대비 18% 상승하여 가장 큰 부분을 차지하고 있으며, 실시간 에너지 가격의 상승은 천연가스 14%, 서부석탄 42%, 석유 31% 등 연료가격 상승에 기인하는 것으로, 비록 연중 시간 중 25%만 천연가스가 시장 가격을 결정함에도 불구하고 양의 상관관계를 보여준다. 그렇지만 전력 시장가격에서 연료가격 상승분을 제외했을 경우에는, 단지 3%만이 증가하였기 때문에 연료가격 부문을 제외하면 시장이 정상적으로 운영되고 있음을 알 수 있다. 부가서비스 비용은 RSG(Revenue Sufficiency Guarantee)와 PVMWP(Price Volatility Make Whole Payment)로 구성되며, 2010년 전년대비 46% 증가했으나, all-in 가격에는 1%정도만 차지할 뿐이다.

3) All-in : 모든 비용을 포함한

그림 9 All-in 전력가격추이 (2010-2013)



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

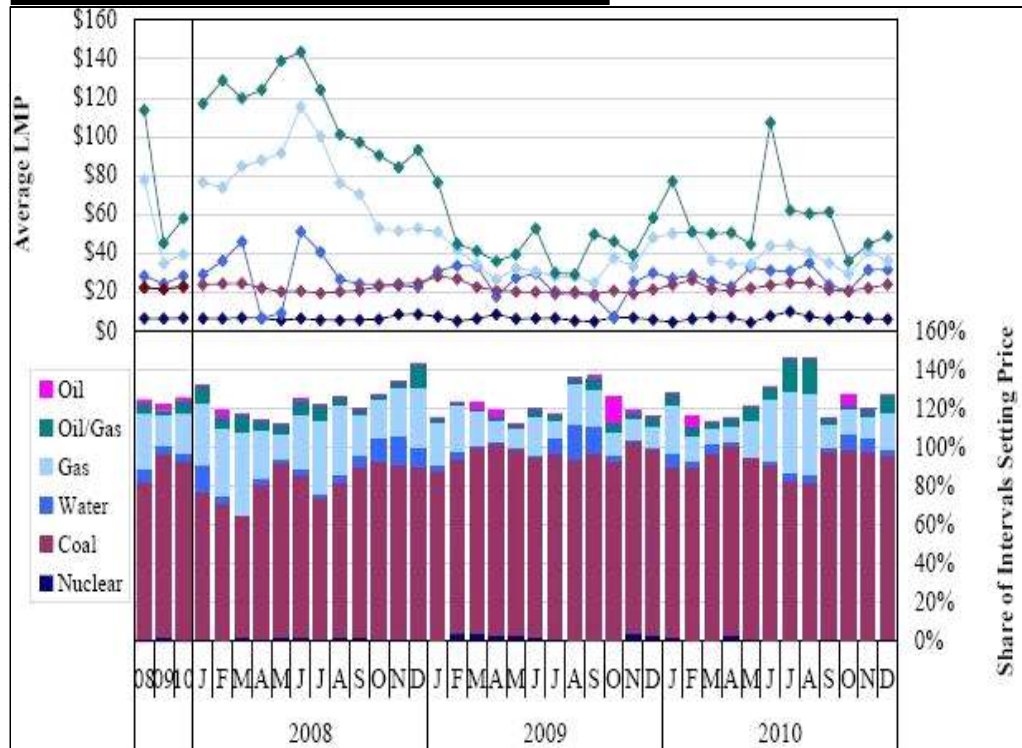
표 1 주요 허브에서의 실시간 에너지 가격 연도별 추이

구분	2008			2009			2010		
	>\$200	>\$100	<\$0	>\$200	>\$100	<\$0	>\$200	>\$100	<\$0
Cinergy Hub	0.53%	9.05%	0.00%	0.06%	0.62%	0.91%	0.14%	1.32%	0.51%
Michigan Hub	0.58%	9.81%	0.09%	0.10%	0.97%	1.32%	0.19%	1.94%	0.57%
Minnesota Hub	0.62%	9.28%	2.08%	0.11%	0.70%	4.78%	0.15%	1.27%	3.20%
WUMS Area	0.58%	10.73%	2.04%	0.06%	0.66%	4.99%	0.08%	1.19%	3.17%

출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

[표 1]은 2008년부터 2010년까지 각 주요 허브별 실시간 가격추이를 보여준다. 2008년의 전 세계적인 연료가격 상승에 따라 대부분의 허브에서 MWh당 200\$를 넘는 가격이 0.5% 이상 시현되었고, 이는 정부 투자와 발전기 폐쇄에 중요한 가격 신호로 작용하였지만 2009년부터 미국 경기 침체에 따라 100\$가 넘는 가격이 거의 시현되지 않고 있는 등 현재는 설비 잉여 문제가 부각되고 있다. 이와 같은 2,3년 사이의 시장가격의 급격한 변화가 장기적으로 어떻게 시장에 반영될 것인지 주목해야 할 부분이다.

그림 10 연료원별 가격결정 내역 (2008~2010)



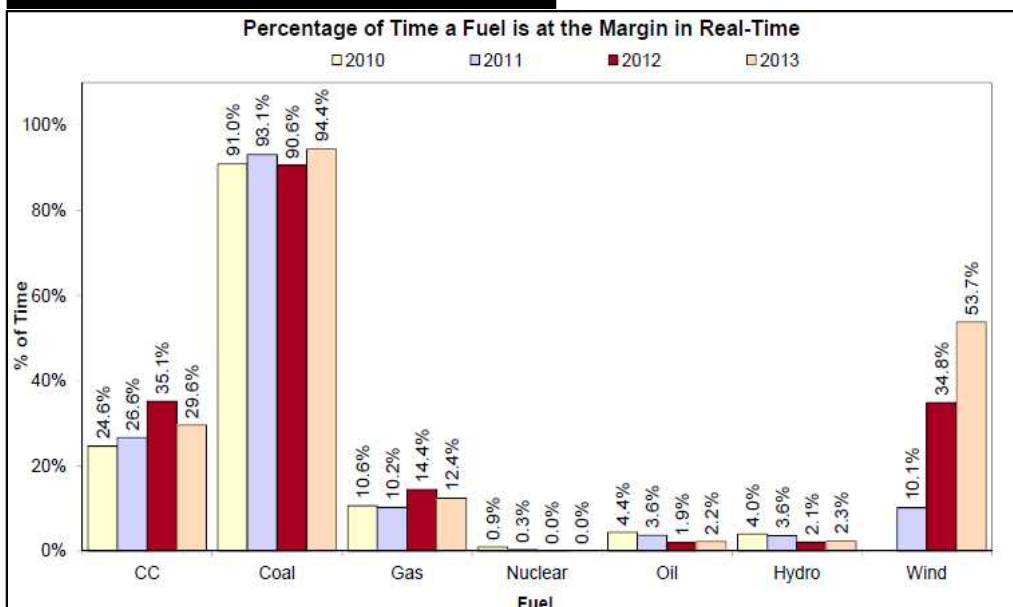
출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

MISO는 LMP가격 체제를 가지고 있기 때문에 제약이 있는 경우, 제약이 있는 지역과 없는 지역에 별도의 한계 발전기가 가격을 결정하게 된다. 따라서 100%가 넘는 가격결정 시간을 보여준다. 2010년 동안 석탄발전기가 92%

의 시간대에서 가격을 결정했다. 이는 2009년 대비 비슷한 수준이지만, 2008년 81%에 비하면 급상승한 수치이다. 이는 상대적으로 Illinois Basin과, Powder River Basin 석탄 가격이 낮아 졌으며, 풍력발전기의 성장이 복합발전기 또는 효율이 낮은 석탄 발전을 대체하기 때문이다.

2010년부터 2013년까지 기간의 연료원별 가격결정 통계에서도 석탄화력이 90.6% 내지 94.4%로 높은 가격결정력을 보여주고 있다.

그림 11 연료원별 가격결정 내역 (2010~2013)



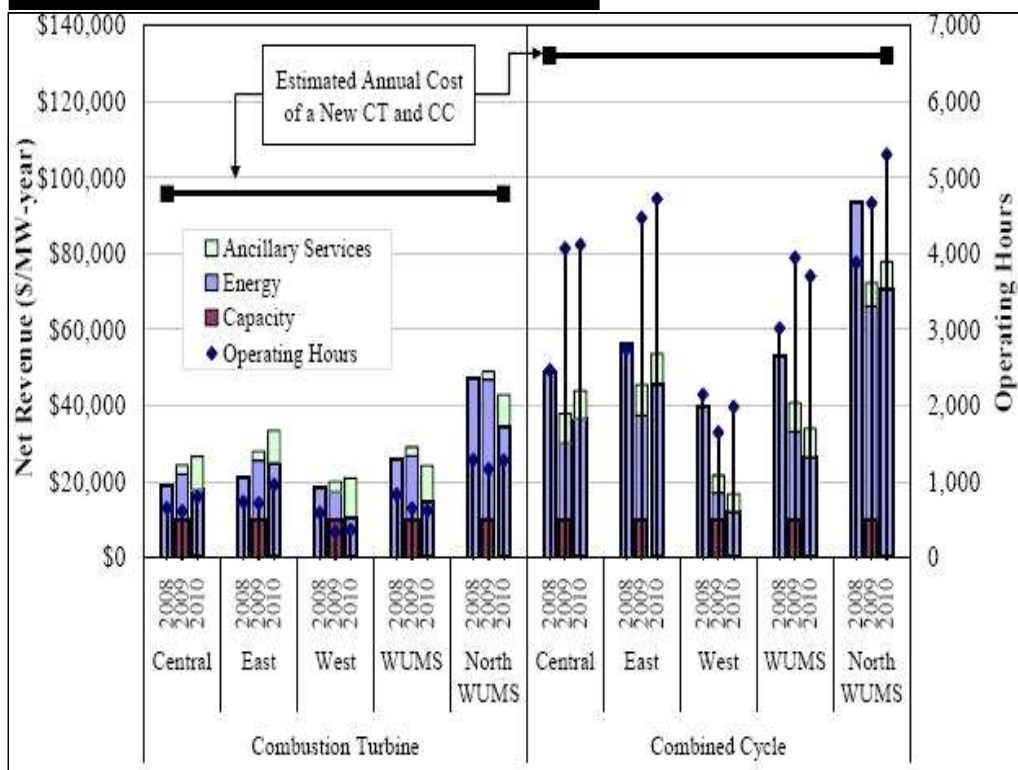
출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

2.2 신규 발전기 순익 분석

신규 발전기와 송전선 건설을 결정하는 문제에 있어서 가장 중요한 요소 중에 하나가 바로 도매 전력시장 가격이다. 일반적인 경우에는, 신규 발전기 CT(Combustion Turbine)와 CC(Combined-Cycle)의 시장 신규진입을 가정한 후 경제적 운영결과를 분석함으로써 중·장기적으로 발전기 신규 투자에 대한 시장 현황을 파악할 수 있다. [그림 12]는 천연가스 CC 발전기(7,000 Btu/kWh 기준)와 천연가스 CT발전기(10,500 Btu/kWh 기준)의 운영 시뮬레이터 결과이다. 신규 발전기의 연간 운영 예상 비용은

각각 \$96,000(CT)과 \$132,000(CC)이지만, 2010년 CT발전기 예상 수입은 지역에 따라 \$21,000에서 \$43,000 정도로 비용대비 최대 약 45% 수준이고, CC 발전기는 운전시간이 CT에 비해 월등히 높음에도 불구하고 \$16,000에서 \$77,000 정도로 비용대비 최대 약 58% 수준에 밖에 미치지 못한다. 수입 중 대부분은 에너지 시장에서 나오며, 보조 서비스는 총 수입의 25%정도이며, 용량가격은 2010년 평균 \$34/MW로 영향이 미미하다. 위의 분석 결과는 현재 MISO 지역에 충분한 설비가 갖추어져 있다는 사실을 보여준다. MISO는 2009년 ASM과 VCA(Virtual Capacity Action) 시장을 개설하여, 도매전력시장의 자원 적정성에 대한 장기적 가격 신호를 주고 있으나, 충분한 설비 수준의 영향으로 VCA 청산 가격은 거의 0에 가깝게 시현되고 있다.

그림 12 신규 발전기 순 수입과 운영시간 분석



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

3. 에너지 시장

3.1 에너지시장 주요 참여 요소

MISO 에너지시장에 참여할 수 있는 방법은 4가지로 물리적 공급(Physical Supply), 재무적 공급(Financial Supply), 물리적 수요(Physical Demand), 재무적 공급(Financial Demand)으로 구분할 수 있다. 물리적 공급은 보통 발전설비를 소유한 업체들이 시장에 에너지를 팔기 위한 청약(Offer)으로, 1일전·실시간 시장에 참여하여, 3가지 종류(기동, 무부하, 증분에너지)의 청약을 할 수 있다. 시장 청산 가격이 자신의 증분 에너지 청약가격보다 높은 경우 거래가 성사된다. 금융적 공급은 소위 증분 청약(INC, Incremental offer)라 불리는 것으로, 청약가격보다 시장 청산 가격이 더 높을 경우 1일전 시장에 에너지를 파는 가상의 청약이다. 거래가 성사될 경우, 공급량은 1일전 시장의 다른 청약과 동일하게 다뤄지지만, 참여자는 반드시 실시간 시장에서 에너지를 사서 계획에 포함된 공급량을 맞춰야 된다. 일반적으로 실시간 가격보다 1일전 가격이 높을 것이라 예측한 경우에 적용된다. 물리적 수요는 보통 전력공급업체(LSE, Load-serving Entities)가 시장에서 에너지를 구입하기 위한 입찰(Bids)이다. 물리적 공급과 마찬가지로 1일전·실시간 시장에 참여할 수 있고, 고정가격 또는 시장 가격에 연동(Price-Sensitive) 할 수 있다. 고정 입찰은 항상 거래가 성사되지만, 가격 연동 입찰은 시장 청산가격이 입찰가보다 낮을 경우에만 성사된다. 재무적 수요는 소위 감소 입찰(DEC, Decrement Bids)라 불리는데, 입찰가격보다 시장 청산 가격이 더 낮을 경우에 1일전시장에서 에너지를 사기 위한 입찰이다. 금융적 공급과 똑같이 거래 성사일 경우, 참여자는 반드시 실시간 시장에서 에너지를 팔아 계획 수요량을 맞춰야 한다. 일반적으로 실시간 가격보다 1일전 가격이 낮을 것이라 예측한 경우에 적용된다.

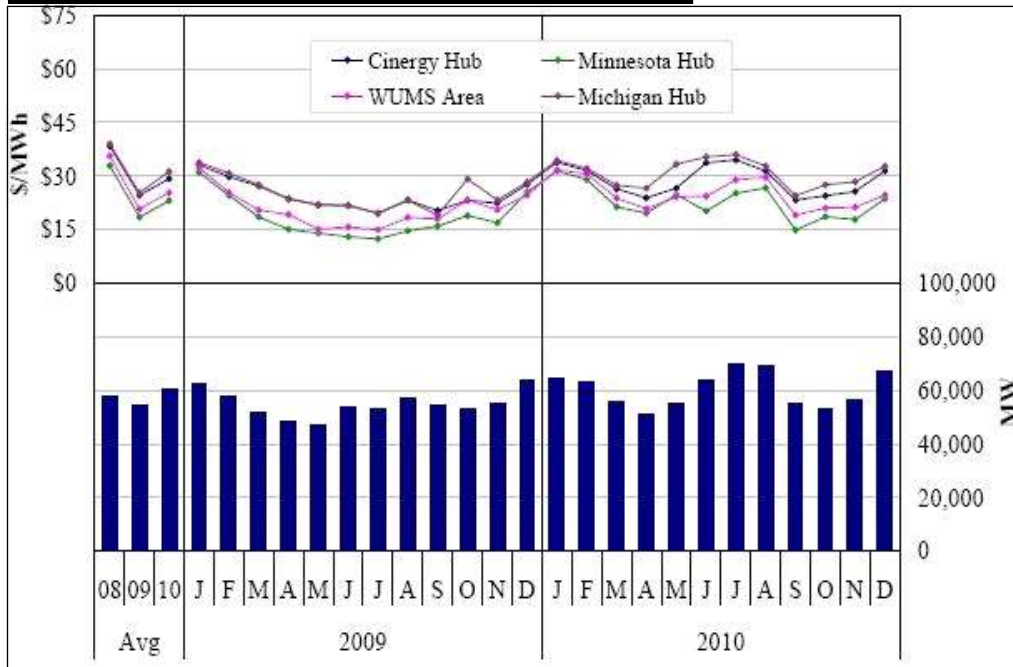
표 2 에너지 시장 주요 참여요소

	공급	수요
물리적	- 에너지 매도 발전기 청약 - 1일전 / 실시간 시장 - 3부분 청약 (기동, 무부하, 증분에너지) - 청산가격 > 증분에너지가격	- 에너지 매수 전력공급업체 입찰 - 1일전 / 실시간 시장 - 고정 또는 가격연동 - 고정(항상 성사), 가격연동(입찰가격<청산가격)
재무적	- 에너지 매도 가상 청약(1일전) - 1일전가격 > 실시간가격 예상 - 실시간 시장에서 전력구입 필수	- 에너지 매수 가상 입찰(1일전) - 1일전가격 < 실시간가격 예상 - 실시간 시장에서 전력판매 필수

3.2 1일전시장(Day-Ahead Market)

1일전시장은 시장 참여자가 거래일 하루 전에 실시간 시장에서 거래될 에너지를 청약(offers), 입찰(bids), 즉 거래할 수 있는 선도(forwards)시장으로, 시장 참여자에게 가격 확실성을 주어 실시간 시장의 변동성에 대한 금융적 해지 수단을 제공한다. 즉, 실시간 시장에서 시장 메커니즘에 근거한 예측을 가능하게하고 ISO가 사전에 대부분의 자원을 확보하여 계통 신뢰도를 유지할 수 있게 해준다. 시장참여자들은 1일전 11시까지 청약과 입찰을 하고, MISO는 수요공급량, 송전예방정비, 발전기 특성 등을 고려하여 17시에 청산 수요량, 청산 공급량, 계통 제약 및 지역별한계가격(LMP, Locational Marginal Price)을 공개한다. 2010년의 경우, 1일전시장의 가중평균가격은 \$35.45/MWh이고, 이중 피크시간대(주중 6시~20시)의 가중평균가격은 \$42.69/MWh이며 비피크시간대는 \$27.65/MWh이다.

그림 13 1일전시장 허브 가격과 수요 2010(Peak Hours)

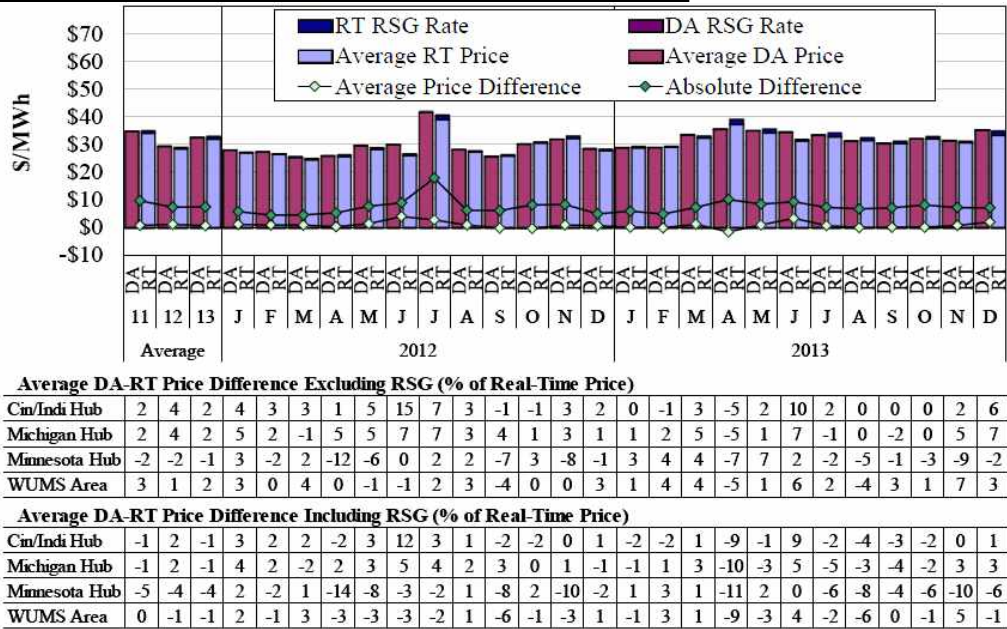


출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

[그림 13]은 1일전시장의 피크시간대의 주요 허브별 가격 (\$/MWh)과 전력수요(MW)를 보여주고 있다. 서부에서 동부로의 혼잡을 쉽게 확인할 수 있으며, 서부 주요 허브인 Minnesota에서 가장 낮은 평균 가격(\$38/MWh)이 나타나고, 도심지역이면서 주요 수요지인 동부의 Michigan에서 가장 높은 평균가격(\$46/MWh)이 시현되고 있다.

3.2.1 1일전시장과 실시간시장의 가격 수렴(Convergence)

그림 14 하루 전 시장과 실시간 시장 가격(2012~2013)



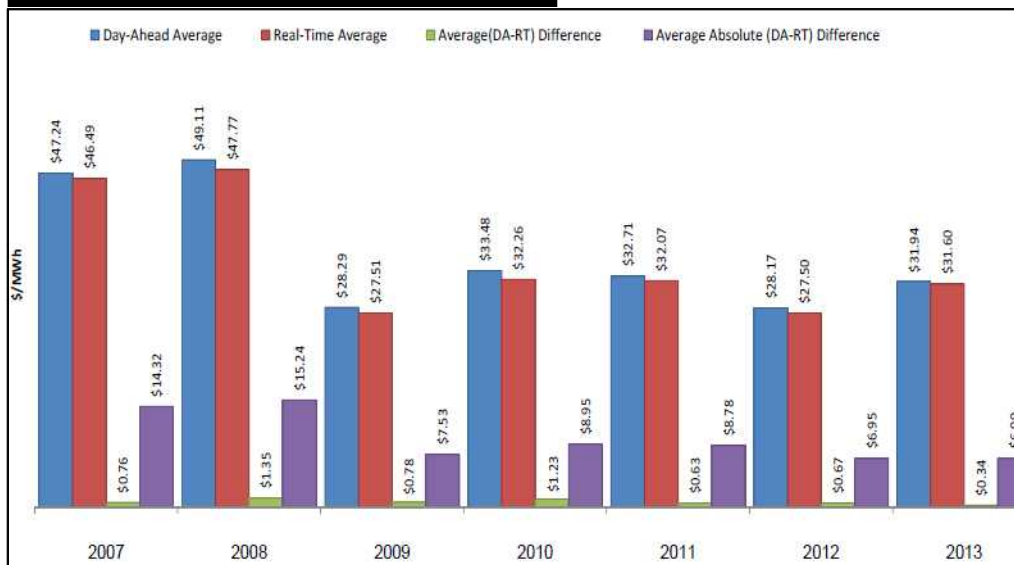
출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014) ※ DA : Day-Ahead, RT : Real-Time

1일전시장의 설계 성공 여부는 1일전시장과 실시간 시장의 가격 수렴 정도로 확인 할 수 있다. 1일전시장의 설계가 전력시장 운영에 중요한 이유는 다음과 같다.

- ▷ MISO의 대부분의 발전기가 1일전시장의 발전계획에 따라 운전되므로, 성공적인 시장 운영은 발전기의 효율적인 운영에 매우 중요하다.
- ▷ MISO의 에너지 거래 대부분이 1일전시장을 통해 정산된다.
- ▷ 1일전시장의 결과에 따라 정확한 송전권 부여가 가능하다.

2007년부터 2013년까지의 시장가격 추이를 살펴보면, 1일전 시장 가격과 실시간 시장가격의 차이가 높은 수렴성을 보여주고 있다. 수렴이 잘 된다는 것은 더 작은 가격차이 혹은 더 작은 퍼센트 차이로 표현할 수 있다.

그림 15 연도별 시장가격 (2007-2013)

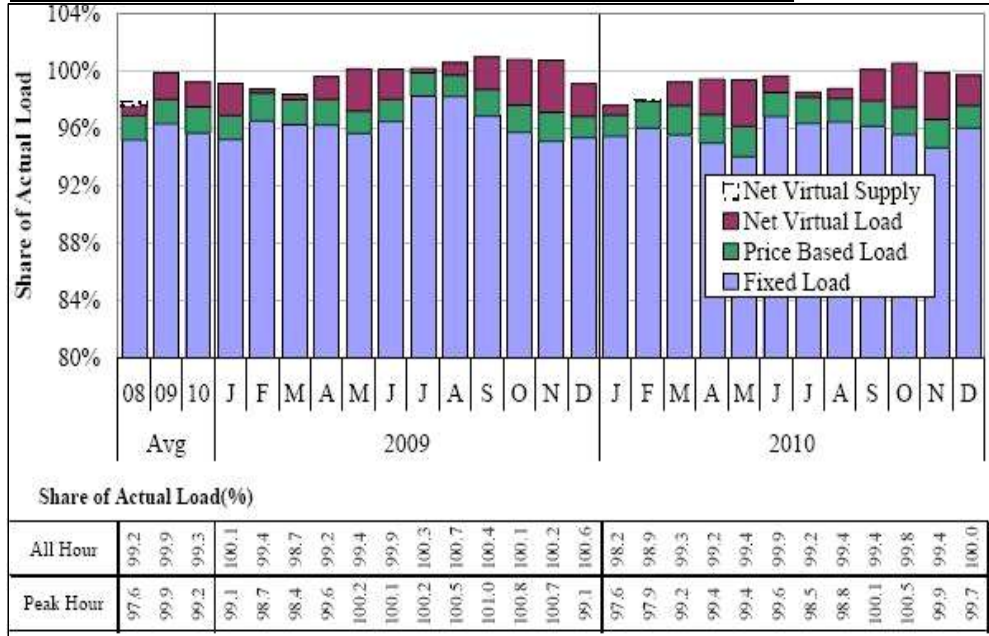


출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

3.2.2 가상 수요 및 공급 (Virtual Demand/Supply)

순 부하량(Net Load)은 물리적 수요와 가상 수요의 합에 가상 공급을 빼 값이 되고, 1일전시장은 순 부하량을 기준으로 공급량을 결정하게 된다. 거래일 피크시간대에 순 부하량이 실제 부하량보다 현저하게 적을 경우, MISO는 부족한 양을 보충하고 계통 주파수를 유지하기 위해 피크부하 발전기를 투입하게 되며 그 결과 실시간 RSG 비용이 증가하게 된다. 2010년의 평균 1일전 부하 계획량은 실제 부하의 99% 수준이었다. 100%에 다가갈수록 총 RSG 비용은 감소한다.

그림 16 실 부하 대비 1일전 부하 계획량(일별 피크시간대 기준)



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

가상 수요 및 공급은 1일전시장과 실시간 시장 가격의 수렴을 원활하게 하고, 1일전시장에서의 시장 지배력을 억제하는 역할을 한다. 하지만 2010년의 총 가상 입찰과 청약은 전년대비 23% 감소했으며, 가상 공급 청약은 2008년 대비 39% 급감했다. 가상 수요 및 공급의 감소는 1일전시장 운영에 잠재적인 우려를 낳고 있으며, 이는 2008년 미국 금융위기에 따라 시장 참여자들의 신용 거래 여건이 갈수록 악화되고 있으며 또한 가상 거래에 RSG 비용을 부과하는 현재 방식이 가상 거래 참여자들에게 부담을 주고 있기 때문이다. 이에 MISO는 RSG 배분 개선안을 2011년 4월부터 적용하여 가상 거래 활성화를 도모하고 있다.

3.3 실시간 시장(Real-Time Market)

실시간 시장은 1일전시장 청산 결과를 토대로, 실시간 에너지 수급을 조절하는 균형 시장이다. 안전도 제약 경제 급전(Security Constraints Economic

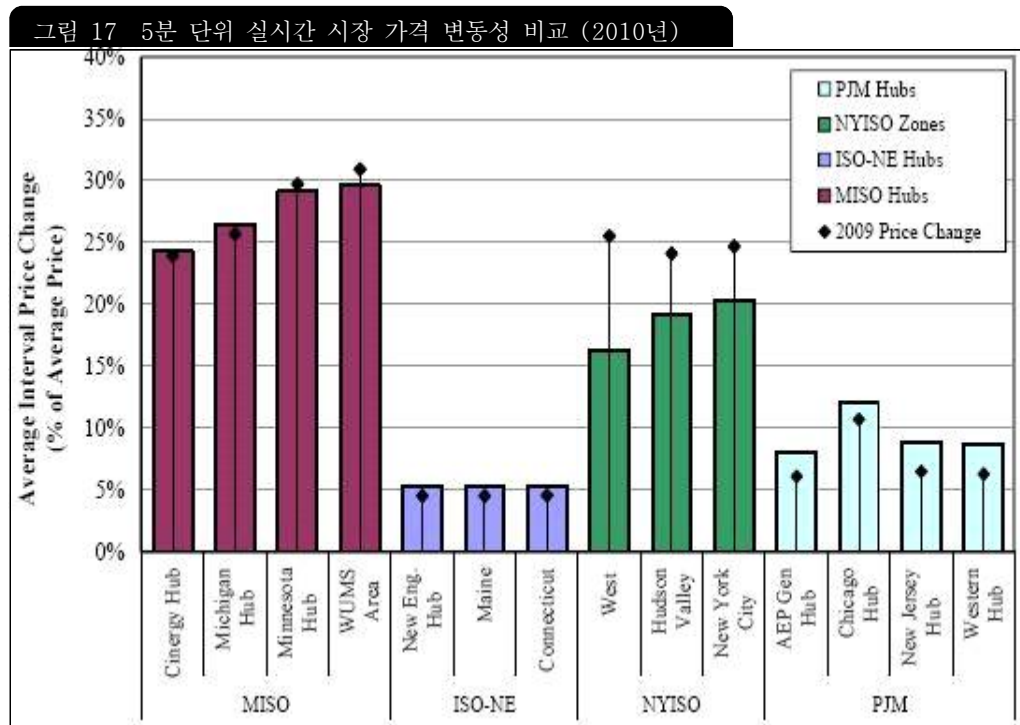
Dispatch, SCED)은 개별 발전기 및 송전계통의 실시간 제약 상황에서 에너지 수급을 조절하고 적정 예비력을 확보를 최소 비용에 수행할 수 있도록 5분 단위로 급전을 시행하는 것으로, 5분 단위의 급전은 발전량, 부하, 송전 조류 등 실시간 정보를 수집하여 각 노드의 가격을 계산하고 급전 지시를 수정·조정한다. 주변 RTO에서 15분 단위를 적용하는데 반해서 MISO는 5분 단위의 급전을 적용하고 있어 더욱 빠르고 정확하게 변화하는 계통 상황에 대처할 수 있다. 하지만 5분 단위의 급전은 가격의 변동성을 증가시키는 약점도 동시에 가지고 있다. 실시간 시장의 실적은 1일전시장에 간접적으로 영향에 미치는 때문에 매우 중요하다. 왜냐하면 선물 거래는 시장 참여자들의 주요한 리스크 관리 방법으로 실시간 시장의 변동성 증가는 1일전시장의 리스크 프리미엄을 상승시켜, 선물 가격 전체를 상승하게 만들기 때문이다.

2010년의 피크시간대 가중평균 실시간 가격은 \$41.43/MWh로 2009년대비 19% 상승, 2008년 대비 38% 감소하였다. 2010년 피크 시간대의 평균 수요는 74.5GW이고 100GW를 초과한 일수는 21일이다. MISO 지역의 전형적인 제약인 서부에서 동부로의 혼잡으로 동부 지역의 평균 가격이 \$44/MWh인 반면에 서부 지역은 \$38/MWh 수준을 밑돈다.

3.3.1 RTO별 실시간 시장 가격 변동성 비교

[그림 17]은 2010년 기준 MISO와 다른 RTO 시장의 주요 지역의 5분 단위 실시간 시장의 평균 변동성을 보여주고 있다. MISO 지역인 경우 Cinergy Bub가 가장 낮은 평균가격을 보여주는데 이는 혼잡의 영향을 가장 적게 받는 지역이기 때문이다. 대신에 WUMS는 가장 혼잡한 지역으로 변동성이 가장 크다. MISO와 NYISO는 대체적으로 가격 변동성이 크고, ISO-NE는 가장 작다. 이는 MISO와 NYISO의 5분 단위의 급전지시는 발전기가 응동하기에 너무 짧아 발전기 램프(ramp) 제약이 빈번히 발생하는 반면에, NYISO의 실시간 급전은 한 시간 뒤

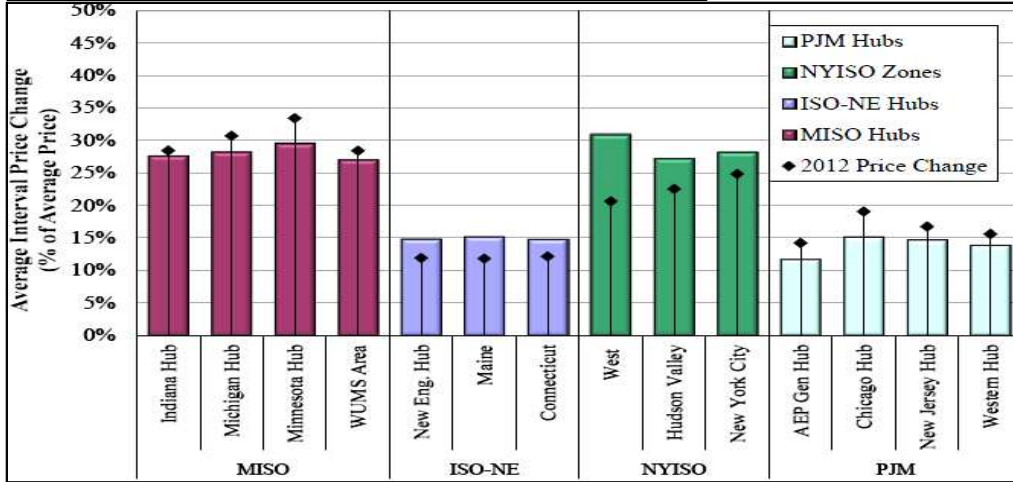
를 고려한 멀티 구간 최적화 방식을 적용하여 발전기의 원활한 급전지시 이행을 가능하게 하기 때문이다. 또한 비록 PJM과 ISO-NE는 사후(ex-post) 모델을 적용한 5분 단위의 가격을 제공하지만, 실제 급전지시는 10~15분 단위로 시행하고 있다.



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

2013년도 MISO의 가격 변동성은 2012년 대비 10% 증가하여 인터벌 당 \$5.71를 기록하였다. 이는 전보다 비싸진 연료 가격에 기인한다. MISO의 가격 변동성은 주변 RTO에 비해 높는데 그 이유는 5분단위 실시간 시장을 운영 및 5분단위 급전을 실시하기 때문이다. PJM과 ISO-NE는 10분에서 15분단위의 급전을 시행하므로 변동성이 더 낮다. 갑작스러운 가격변동은 주로 실시간 부하의 급격한 변동, Net Scheduled Interchange의 큰 변화, 다량의 발전기 기동정지와 같은 상황에서 발생한다.

그림 18 5분 단위 실시간 시장 가격 변동성 비교 (2010년)



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

3.3.2 적정 수입 보장 정산금(RSGP, Revenue Sufficiency Guarantee Payment))

RSG는 MISO가 실시간 시장에서의 부족한 수입을 보전하기 위하여 발전기에 지급하는 총 비용(Make Whole)으로 발전기의 총 생산비용(변동비+무부하비용+기동비)에서 실시간시장에서의 수입의 차이와 같다. 다음은 RGS가 지급되는 2가지 경우에 대한 설명이다.

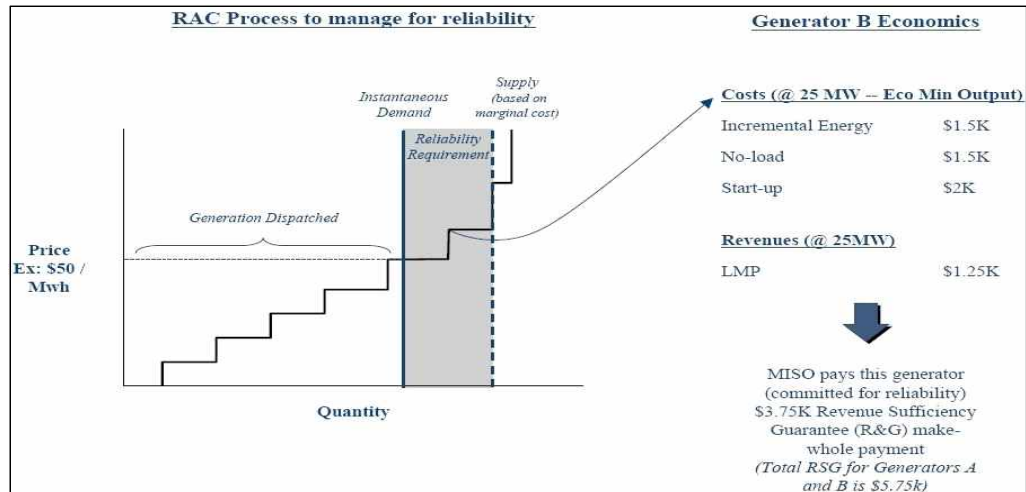
- 한계가격 결정 발전기의 무부하 및 기동 비용을 회수 못하는 경우 (A 발전기)



출처 : Effects of 4/25/06 FERC RSG Order on convergence of MISO markets(DC Energy, 2006)

LMP는 순수 변동비를 기준으로 결정되므로, 한계가격 결정 발전기가 실제 기동·발전할 경우, 실시간 시장에서는 LMP로만 보상받아 RSG를 통해 무부하 비용 및 기동비가 회수된다. A발전기의 RSG 정산금은 \$2K가 된다.

- 계통사정(신뢰도 및 예비력)에 따라 급전지시 받는 경우 (B발전기)



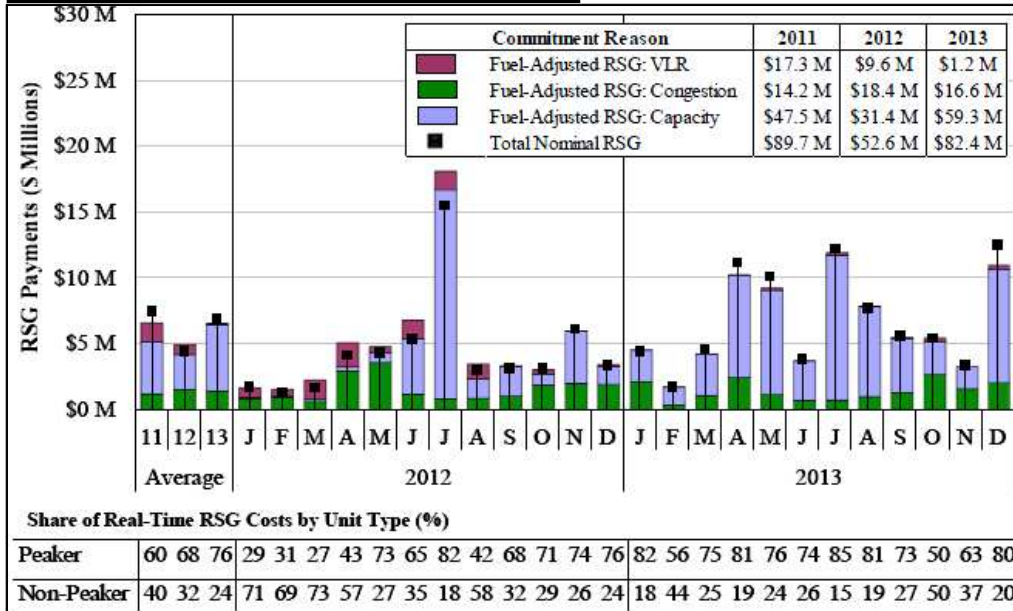
출처 : Effects of 4/25/06 FERC RSG Order on convergence of MISO markets(DC Energy, 2006)

계통신뢰도 및 적정예비력 확보를 위하여, LMP보다 높은 가격을 가진 발전기가 급전지시를 받은 경우에도, 해당 발전기의 총 생산비용인 \$5K에서 실시간시장에서 받는 수입인 \$1.25K를 차감한 \$3.75K를 RSG 정산금으로 받게 된다.

2009년 대비 2010년 총 RSG는 40% 증가한 162백만 달러가 지불되었으며, 이중 85% 이상이 실시간 시장에서 지급되었다. 실시간 시장에서 지급된 RSG 정산금 중 50% 이상이 피크발전기로 지급되었다.

2012년 대비 2013년 총 RSG는 54% 증가한 81백만 달러가 지불되었다. 절반가까이나 증가하게 된 이유는 연료비용의 큰 상승에 기인한다. 연료비용 상승분을 제외하면, 2012년에 비해 30퍼센트 가량 증가한 수준이다.

그림 19 총 실시간 RSG 내역(2012~2013)

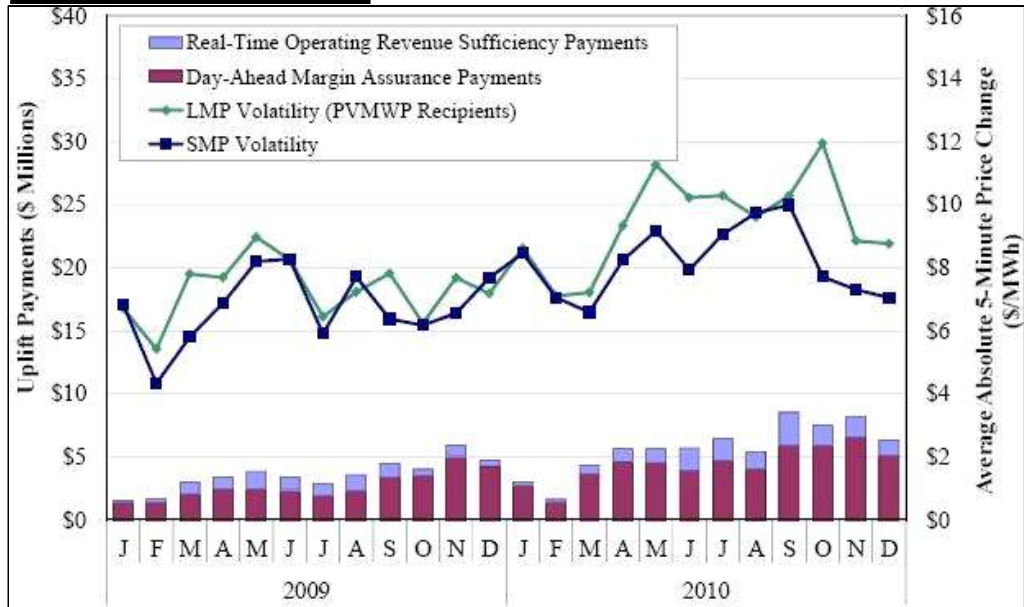


출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

3.3.3 가격 변동성 보상 정산금(Price Volatility Make Whole Payments)

MISO는 2008년 실시간 시장에서 계통에 유연성을 제공하는 자원에 적정 비용을 보상할 수 있도록 한 PVMWP를 도입하였다. 이 정산금은 실시간급전에서 참여자가 MISO의 급전지시를 충실히 이행할 경우 적정 인센티브를 제공하여 시장 참여자들이 급전지시에 적극적으로 참여할 수 있도록 하여 MISO가 계통 신뢰도를 확보하도록 도와준다. PVMWP는 1일전시장 이익 보장 정산금(DAMAP, Day-Ahead Margin Assurance Payments)과 실시간 운영적정수입보장정산금(RTORSGP, Real Time Operating Revenue Sufficiency Payments)으로 구성된다. DAMAP는 수요가 1일전 계획량 보다 낮지만, 계통제약에 따라 실시간 가격 보다 청약 가격이 높은 발전기에 급전지시를 할 경우 지급하는 것이고, RTORSGP는 수요가 1일전 계획량 보다 높은 경우 증가한 수요를 감당하기 위하여 급전지시 받는 발전기에 지급하는 것이다.

그림 20 PVMWP 내역



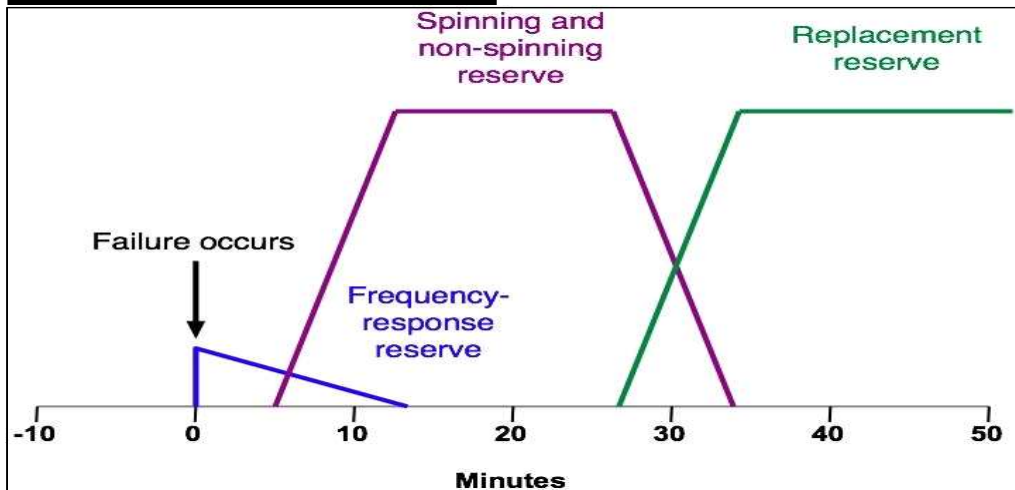
출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

[그림 20]은 가격 변동성과 관련된 총 비용을 나타낸 그래프이다. 2010년 PVMWP는 전년대비 60% 증가하였고, 이중에서 DAMAP가 53.2백만 달러, RTORSGP는 15백만 달러 수준이다. 총 금액은 가격 변동성과 양의 상관관계임을 확인 할 수 있다. LMP 변동성이 높은 지역의 발전기는 더 많은 보상금액을 받을 수 있기 때문에, 시장 참여자는 더 많은 자원을 그 지역에 투자하게 되어 결국 설비 공급 증대로 LMP 변동성이 줄어드는 효과가 기대된다.

3.4 보조서비스 시장(Ancillary Service Market)

3.4.1 보조서비스 시장 가격

그림 21 예비력 종류 및 차이점

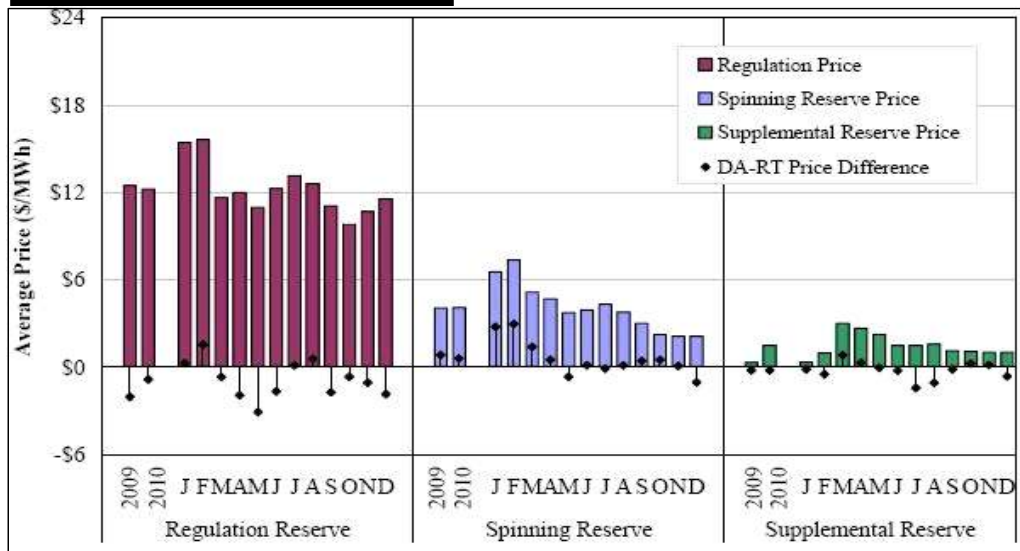


출처 : operating reserve(위키피디아)

MISO는 2009년 1월에 보조서비스시장을 개시하였다. ASM은 에너지 시장과 연계해 최적의 규제 예비력(Regulation Reserve), 운영 예비력(Operation Reserve or Spinning Reserve) 및 정지 예비력(Supplemental Reserve or non-spinning reserve) 등을 제공하기 위한 1일전시장과 실시간 시장으로 구성된다. 규제 예비력은 실시간 주파수 조정을 위한 예비력으로 5분 이내의 양방향(출력증감) 램프(ramp) 능력을 갖춘 발전기를 대상으로 한다. 운영 예비력은 발전기 트립(trip)과 같은 공급량 감소 시 운전 중에 있는 발전기에서 추가적으로 제공할 수 있는 예비력으로 MISO는 10분 이내의 출력 상승이 가능한 발전기를 규칙에서 정하고 있지만 NERC는 30분 이내를 대상으로 규정하고 있다. 정지 예비력은 정지중인 발전기가 수요 상승으로 주파수 조정에 참여하는 예비력이다. [그림 22]는 1일전시장과 실시간 시장의 예비력별 평균 가격을 나타내고 있

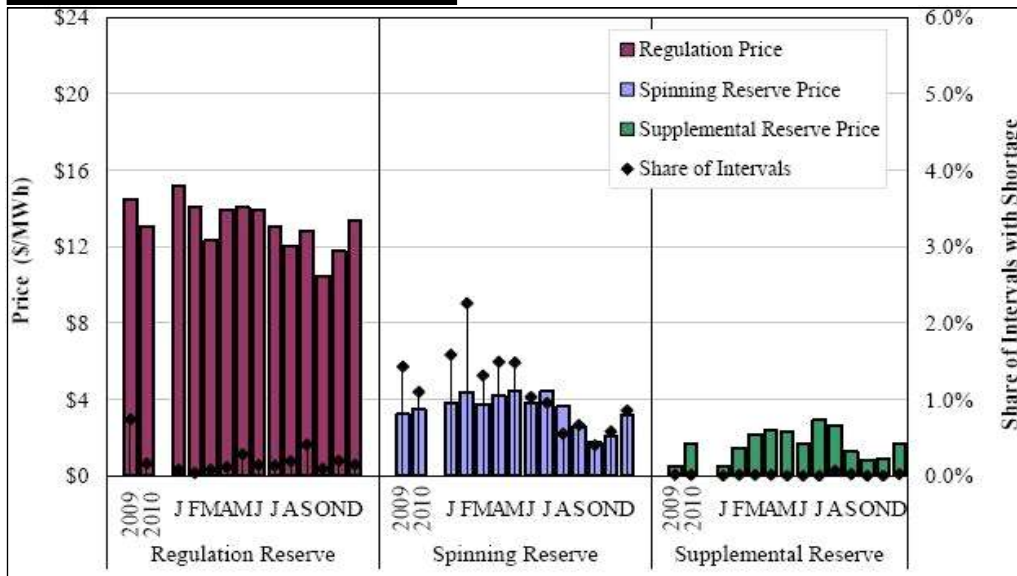
다. 규제 예비력 가격은 1일전시장보다 실시간 시장에서 다소 높는데 그 이유는 첫째, 실시간 에너지 가격 변동성이 증가함에 따라, 규제 예비력을 제공하는 발전기의 기회비용도 같이 증가하기 때문이고, 둘째, MISO가 규제 예비력 제공 자격을 가진 발전기만을 선택하도록 한 기존의 실시간 규제 예비력 지정 프로세스 변경에 따라 규제 예비력 공급용량이 감소했기 때문이다. 정지 예비력은 1일전시장과 실시간 시장 모두에서 전년대비 상당히 증가하였는데 이는 기존에 정지 예비력을 제공하는 발전기에 대한 실제 공급능력 테스트 실시에 대한 우려로 정지 예비력 청약량이 대폭 감소했기 때문이다.

그림 22 ASM 1일전시장 가격



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

그림 23 ASM 실시간 시장 가격



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

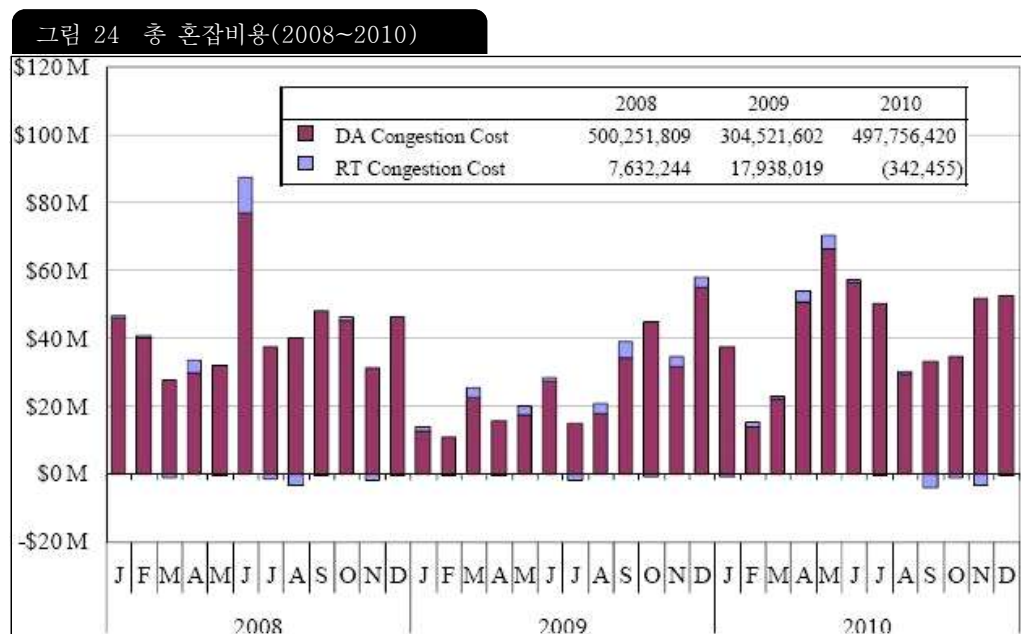
4. 송전혼잡 및 송전권

4.1 송전혼잡 개요

MISO의 지역별 시장 구조는 송전용량의 효율적 이용과 에너지 가격이 각 지역의 한계 가치를 반영하도록 설계되었다. 혼잡비용은 저 비용의 에너지가 송전선의 조류 한계로 전송되지 못해 고 비용의 에너지가 사용될 경우 발생한다. 효율적인 계통 시스템이라 할지라도 혼잡은 생기기 마련인데, 혼잡을 완화하기 위한 신규 송전선 건설은 투자비용이 혼잡을 제거했을 때의 혜택보다 작을 경우에만 진행된다. 혼잡이 발생하면, 송전선에 연결된 두 지역의 가격 차이가 바로 송전선 용량의 한계 가치를 보여 준다. MISO 시장 메커니즘은 LMP의 혼잡 요소들과 정산 프로세스에 따라 혼잡 비용을 산출한다. 수요지(Sink)의 순수 부하는 수요지의 가

격으로 정산되고, 전원지(Source)의 순 발전은 전원지의 가격으로 정산되기 때문에, 수요지의 부하는 전원지의 발전기가 얻는 수입보다 더 많이 지불하게 된다. 이 금액 차이가 바로 혼잡 비용이 된다. 혼잡을 반영하는 지역적 가격은 중요한 경제적 신호를 제공하는데, 단기적으로는 발전기의 운영 효율성을 향상 시키고, 장기적으로는 전력설비의 투자와 폐쇄 결정에 영향을 끼친다.

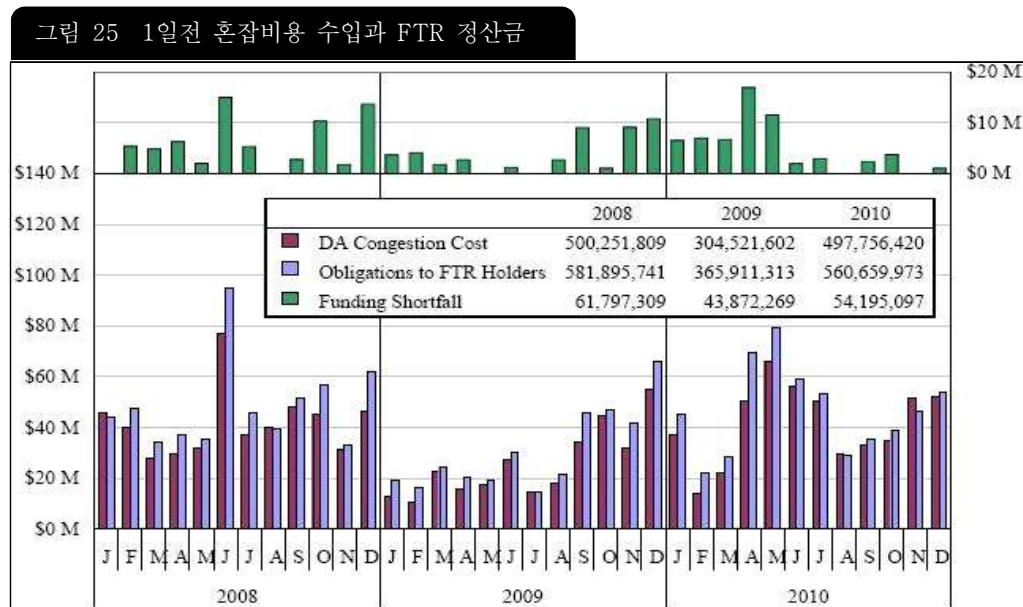
혼잡 비용의 대부분은 1일전시장에서 적용 및 산출되며, 2010년 1일전시장의 혼잡 비용은 전년대비 63% 증가한 498백만 달러이며, 2008년 수준에 근접하였다. 실시간 시장의 혼잡 비용은 거래일의 특별한 이벤트에 따라 1일전시장의 송전 용량과 실시간 시장의 송전 용량에 차이가 발생한 경우에 나타나므로 상대적으로 미미한 수준이며, 이를 통해 1일전시장과 실시간 시장의 계통 시스템 모델링이 정교하게 운영되고 있음을 알 수 있다. 2010년의 실시간 시장의 혼잡 비용은 마이너스 인데, 이는 PJM과 MISO의 시장 대 시장(Market to Market) 조정으로 인한 결과이다.



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

4.2 송전권(FTR)

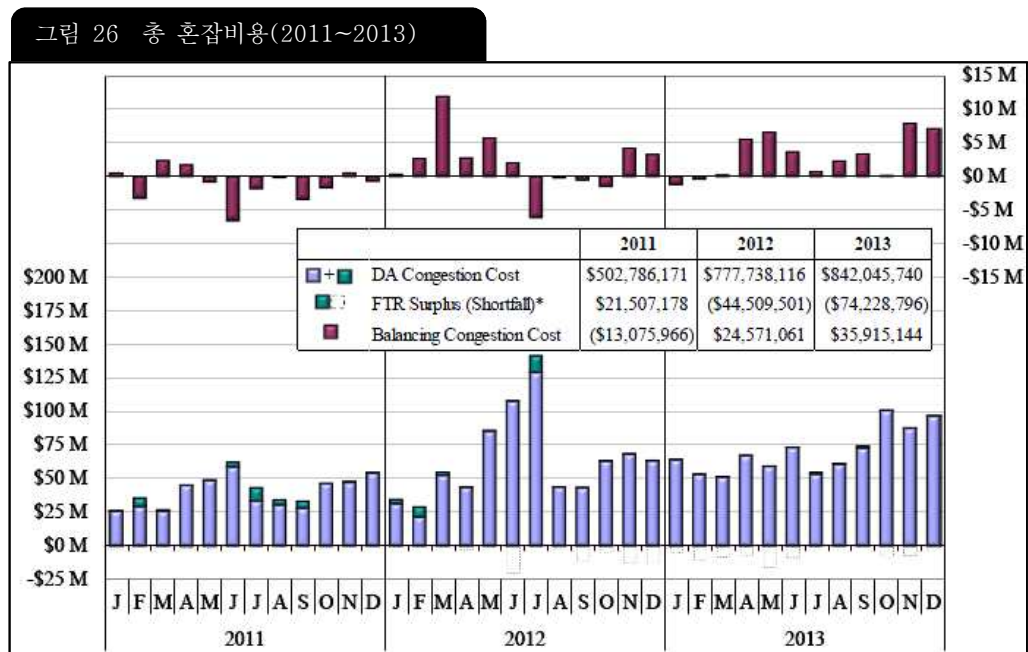
FTR 소유자는 특정 FTR에 대한 전원(Source)와 수요지(Sink) 사이에서 징수되는 혼잡 비용 권리를 가진다. 따라서 시장참여자는 FTR을 통해 계통 혼잡에 대한 가격 리스크를 관리 할 수 있다. FTR은 계절별, 월별뿐만 아니라 연별 할당 프로세스를 통해 할당된다. 2008년 6월 MISO는 옥션 수입권(ARRs, Auction Revenue Rights)을 도입하였다. 이 방식은 FTR의 옥션 수입을 APR로 전환시키는 것이다. MISO는 FTR로 선정된 각 송전선의 1일전 혼잡 가치를 FTR 소유자들에게 지불하도록 강제하였다. FTR 정산금은 FTR의 Sink와 Source 사이의 각 단위별 혼잡 비용에 FTR량을 곱한 값이 되고, 1일전시장에서 징수되는 혼잡 수입으로 FTR 의무금을 지불하게 된다. 하지만 1일전시장에서 징수되는 혼잡 수입과 FTR 의무금은 차이가 날 수 있는데, 이는 송전선 고장 및 여러 요소들로 인해 1일전시장의 계통용량과 FTR 시장 개시 시점에 모델링의 산출용량과의 차이 때문이다.



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

2010년 1일전 혼잡 비용은 FTR 의무금보다 11% 낮게 징수 되었지만 이는 2009년 17% 대비 개선된 수치이다. 이는 MISO가 2010년 4월, FTR 정산금 부족 문제를 해결하기 위하여 제약 예측 향상 및 저전압 계통 모델링 정확성 개선 등 최신 기능의 FTR모델링을 적용하였기 때문으로 분석되고 있다.

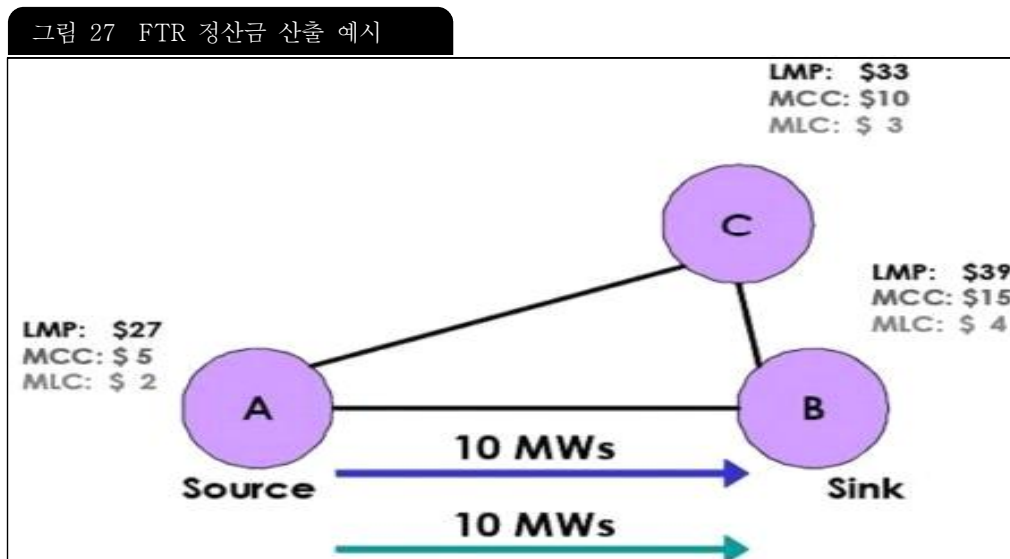
2013년도 혼잡비용은 2012년 대비 8.3% 증가한 842 백만달러를 기록하였다. 이는 연료비용 상승이 일반적으로 계통의 조류를 관리하기 위한 급전비용 상승으로 이어지기 때문이다. 상승분의 상당부분은 풍력 발전량 증가에 따른 서부지역의 내부적인 제약으로 발생하였다. 2013년도 FTR 의무금은 혼잡비용을 8% 초과하여 징수되었다.



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

4.2.1 FTR 예시 분석

[그림 27]은 MISO에서 FTR이 거래되는 예시를 나타낸 것이다. 3노드 계통에서 노드 B는 LMP가 \$39로 가격이 가장 높고, 노드 C는 \$33, 노드 A는 \$27로 가장 낮은 LMP를 가지고 있다. 따라서 FTR시장에서 B지역의 10MW 부족은 A구역에서 담당하게 되고, A(Source)에서 B(Sink) 사이의 FTR 정산금은 각 노드의 한계 혼잡 요소(MCC, Marginal Congestion Component)의 차에 전송량을 곱한 \$100이 된다. 수식을 정리하면 다음과 같다.



출처 : An overview of the Midwest ISO market design 2009

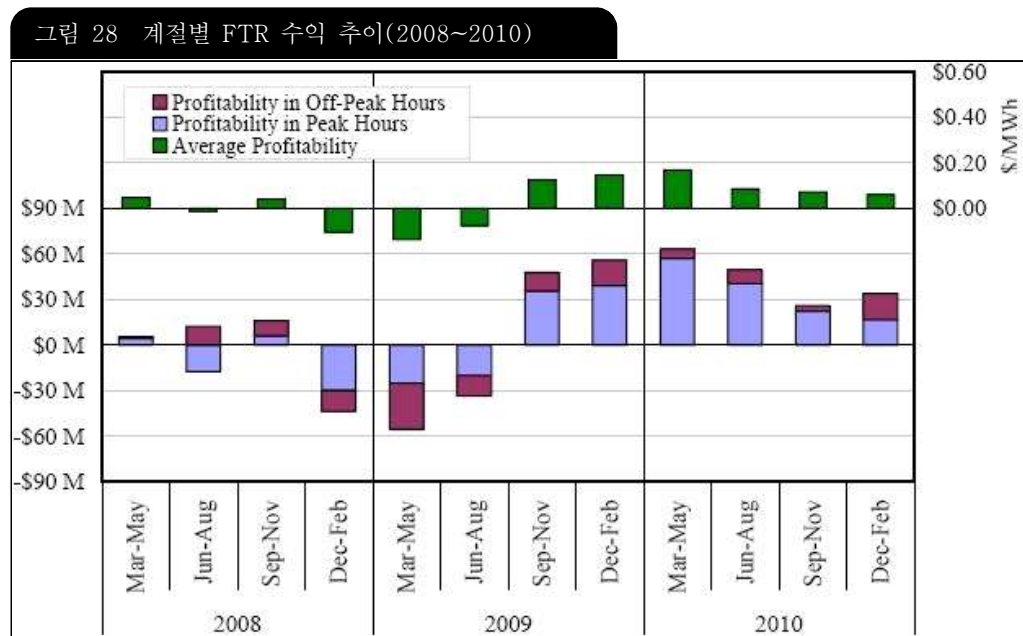
$$\triangleright \text{FTR(A-B)} = (\$5 - \$15) \times 10\text{MW} = -\$100$$

4.2.2 FTR 옵션 가격과 혼잡

대부분의 송전권은 계절별과 월별 옵션에서 거래되고, 일부 작은 부분만 옵션 B와 Carve-Out FTR 소유자들에게 할당된다. 2008년 6월 전에는 대부분의 FTR은 계통의 물리적 조류량을 기반으로 연간 할당되었지만 현재는 대부

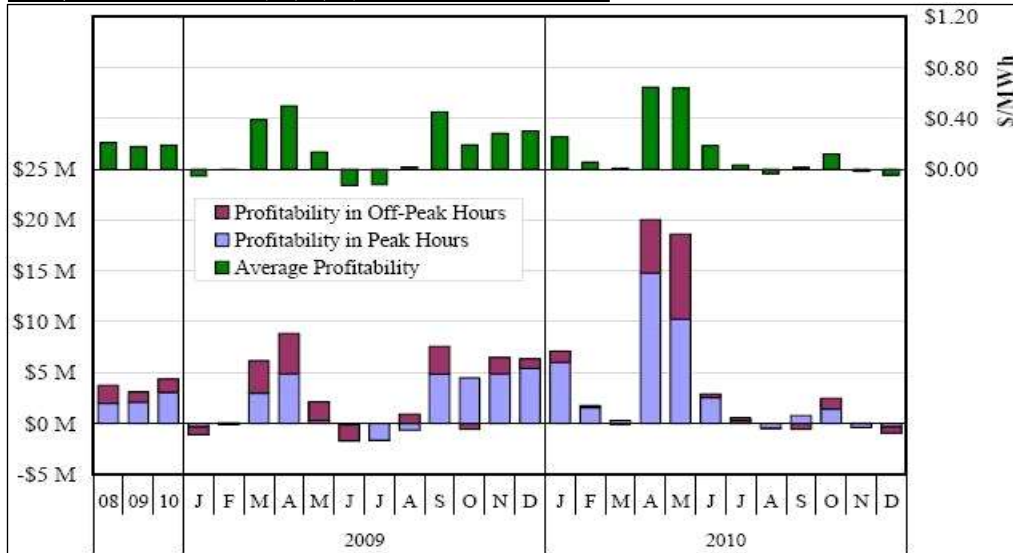
분 계절별 옥션에서 거래된다. 성공적인 FTR 시장이 되기 위해서는 1일전 혼합의 합리적인 예측치를 반영하는 FTR 가격이 산출 되어야 하는데, 결국 FTR 시장 유동성의 핵심 포인트는 FTR 구매의 수익성이 된다. FTR 수익은 FTR 구매액과 FTR 소유자들에게 1일전 시장에서 주는 정산금과의 차이가 된다.

2010년 계절별 FTR 수익은 평균 \$0.09/MWh로 적정 수익을 보이고 있으며 특히, 피크기간 동안의 수익은 평균 120백만 달러로 오프 피크기간의 6배 정도이다. 하지만 월별 FTR 수익은 다소 낮으며 때때로 마이너스가 되기도 하였다. 특히 4월과 5월은 예상치 못한 심각한 혼합발생으로 평균 \$0.64/MWh로 매우 높은 가격이 형성되었다.



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

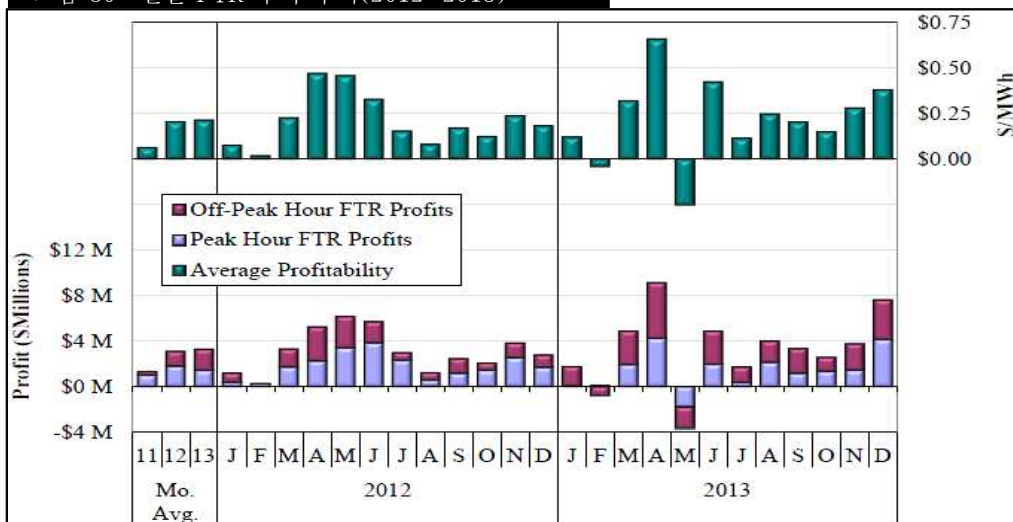
그림 29 월별 FTR 수익 추이(2008~2010)



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

2013년도에는 서부에서 동부로 향하는 혼잡 패턴이 두드러지지 않았다. 이는 FTR시장이 서부로부터의 혼잡을 과잉예상하였기 때문으로 분석된다. 월별 FTR 수익은 평균 \$0.22/MWh를 기록하였고, 계절별 FTR 수익은 평균 \$0.07/MWh로 2012년 \$0.2/MWh 대비 하락하였다.

그림 30 월별 FTR 수익 추이(2012~2013)



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

MISO 계통 신뢰도

1. MISO 전력계통 신뢰도

1.1 계통 신뢰도 권한 변화

표 3 MISO 신뢰도 권한 변화 추이

	Day-0	Day-1	Day-2	Day-3
OASIS 운영	BA	MISO	MISO	MISO
OATT 요금제 운영	BA	MISO	MISO	MISO
ATC와 TTC 계산	BA	MISO	MISO	MISO
부하 예측	BA	BA	BA	MISO
예방정비 계획	BA	MISO	MISO	MISO
안전도 조정	BA	BA	MISO	MISO
송전계획	BA	MISO	MISO	MISO
UC와 급전	BA	BA	MISO	MISO
혼잡관리	BA	MISO	MISO	MISO
자원 적정성	BA	BA	BA	MISO
FTR시장	N/A	N/A	MISO	MISO
DA 및 RT 시장운영	N/A	N/A	MISO	MISO
정산	N/A	MISO	MISO	MISO
시장 감시	N/A	독립기관	독립기관	독립기관

출처 : Independent Assessment of Midwest ISO Operational Benefits (ICF, 2007)

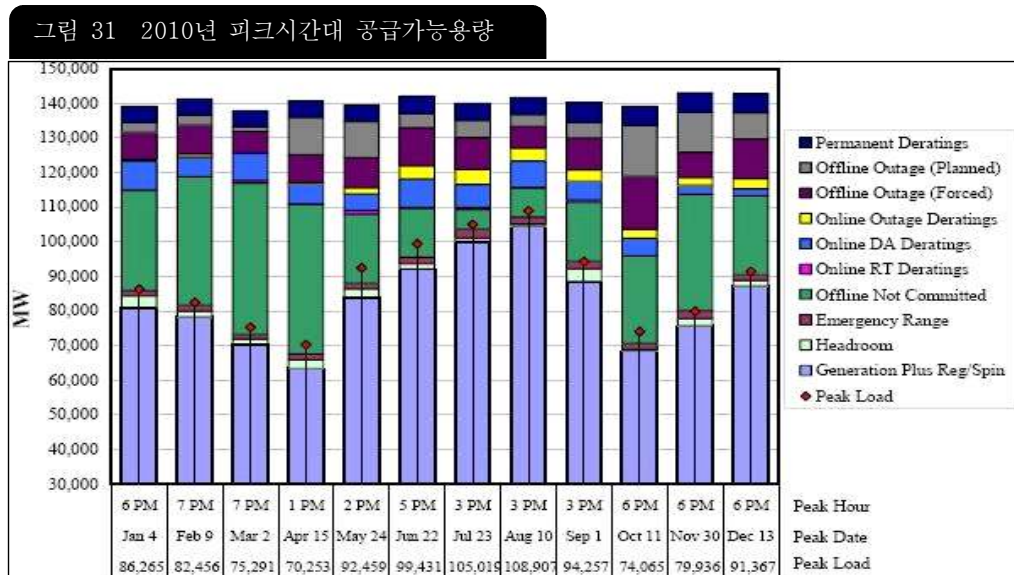
북미계통신뢰도기구(NERC, North American Electric Reliability Corporation)는 BA(Balancing Authority)와 송전망 운영자들(TOPs, Transmission Operators) 및 시장참여자들이 지역간 또는 전 지역의 안정적인 계통운영을 위해서, 즉 모든 시장참여자들에게 계통신뢰도 분

석 및 계통 위급상황에서 총괄 할 수 있는, 신뢰도 조정자(RC, Reliability Coordinator)의 설립의 필요성을 주장하였다. 이에 MISO는 시장참여자들과의 협력 협정에 따라 RC의 기능을 수행하고 있다. RC로서 MISO는 정확하고 상세한 책임 범위와 대규모 전력계통의 운영 지침을 가지고 있다. 주요 RC 기능으로는 송전선 및 발전기 예방정비 계획 승인, 실시간 부하 정보 모니터링 및 상정사고 분석 등이 있다. MISO의 계통신뢰도 절차 및 정책은 NERC 기준을 따르고 있으며, MISO는 3개의 NERC 지역을 관할하고 있기 때문에 각 지역의 정책 및 기준들을 조정하는 역할도 맡고 있다.

2. 계통운영 실적

2.1 발전기 공급가능용량 및 예방정비

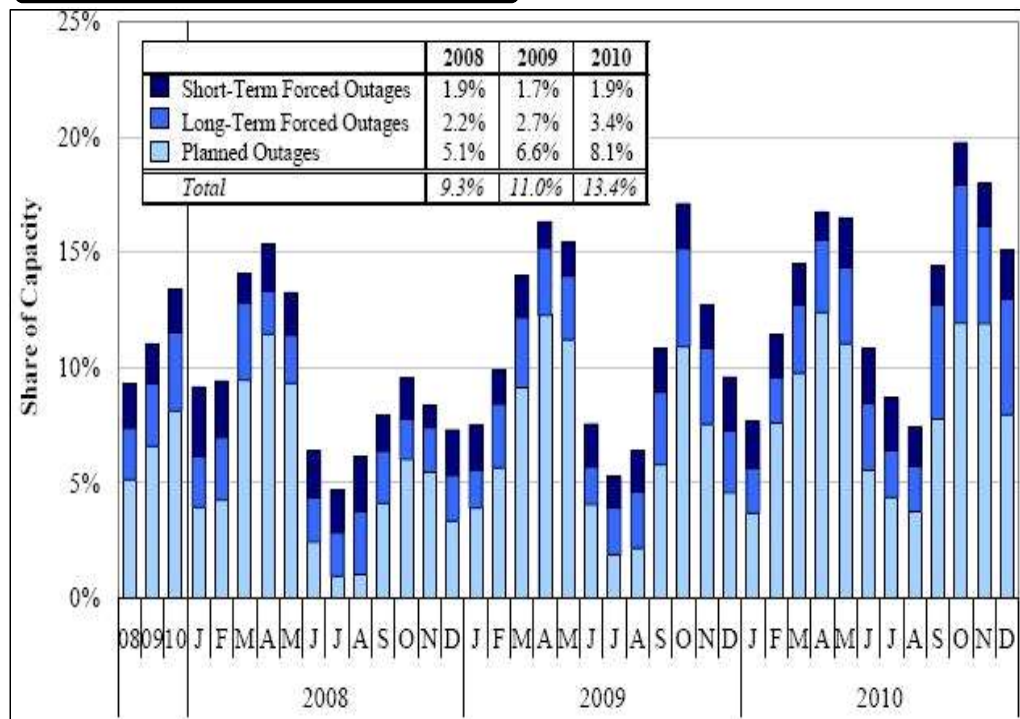
발전기의 공급가능용량은 특히 피크 시간대에 매우 중요하다. 다음 [그림 31]은 2010년 매월 피크시간대 공급가능용량을 보여주고 있다.



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

빨간색 다이아몬드는 최대부하를 보여준다. 대부분의 시간대에서 적절한 예비력 수준을 유지하지만 피크시간대는 운영예비력 용량이 부족하다는 것을 알 수 있다. 이런 경우 MISO가 정지하고 있는 발전기를, 즉 정지예비력을 투입시키기보다 다른 시장에서 전력을 수입하고 있는 패턴을 잘 보여준다. 특히 2010년 최대전력이 발생한 8월 10일 3시에 전력수요가 109GW까지 상승했지만, 8GW가 넘는 예비 공급능력을 보유하고 있었고, 이는 MISO의 예비력이 적정 수준을 초과하고 있다는 점을 보여준다. 그 결과 MISO는 직접부하제어 같은 수요반응 프로그램을 활용해야하는 절실함이 없었다. [그림 32]는 발전기 고장 또는 계획예방정비 실적을 보여주고 있다. 계획예방정비는 2010년 8.1%로 2008년 이래로 지속적으로 증가하고 있으며, 단기 고장은 평년 수준을 유지하였지만, 장기 고장은 2010년 3.4%로 증가하였다. 피크시즌에 대비하여 예비력 확보를 위해 봄/가을에 계획예방 정비 용량이 증가함을 알 수 있다.

그림 32 발전기 정비 비율 (2008~2010)



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

2.2 예비력 및 자원 적정성

MISO의 자원적정성은 단순히 발전기의 설비용량을 토대로 분석할 경우 충분히 낙관적이다. 그렇지만 피크시즌의 가뭄 또는 뜨거운 날씨 같은 환경적 요인으로 인한 발전기의 공급가능용량 또한 감안해야 한다. [표 4]는 2011년 여름 MISO의 용량 수준과 예비력을 분석한 표이다.

$$\text{예비력} = \{(\text{용량} + \text{고정 수입량}) \div \text{자체수요 또는 부하}\} - 1$$

자체부하는 MISO가 산출하는 최대전력 예측 값이며, 자체수요는 자체부하에서 자가 발전량, 제어가능 부하 및 수요반응 등을 뺀 값이다. 따라서 자체수요 예비력은 수용반응의 영향을 포함하게 되므로, 그렇지 않은 자체부하 예비력보다 높게 나타난다. 또한 정격설비용량은 피크시즌 동안 발전기의 실제 공급가능용량보다 일반적으로 높은 수준이기 때문에, 정격설비용량을 기반으로 한 예비력은 더욱 높게 나타난다.

표 4 2011년 MISO 지역별 부하 및 예비력

Region	Load	Firm Net Imports	Nameplate		Available Capacity ¹		High Temp. Capacity ²	
			Capacity	Reserve Margin	Capacity	Reserve Margin	Capacity	Reserve Margin ⁴
East								
Internal Load	24,503	285	29,632	22.1%	26,659	10.0%	25,133	3.7%
Internal Demand ³	22,232	285	29,632	34.6%	26,659	21.2%	25,133	14.3%
Central								
Internal Load	39,407	1,879	49,773	31.1%	46,587	23.0%	43,218	14.4%
Internal Demand	37,675	1,879	49,773	37.1%	46,587	28.6%	43,218	19.7%
West								
Internal Load	25,968	2,410	37,967	55.5%	28,599	19.4%	26,255	10.4%
Internal Demand	22,976	2,410	37,967	75.7%	28,599	35.0%	26,255	24.8%
WUMS								
Internal Load	12,848	320	17,478	38.5%	15,867	26.0%	15,005	19.3%
Internal Demand	11,710	320	17,478	52.0%	15,867	38.2%	15,005	30.9%
MISO								
Internal Load	98,053	5,549	134,850	43.2%	117,712	25.7%	109,610	17.4%
Internal Demand	89,919	5,549	134,850	56.1%	117,712	37.1%	109,610	28.1%

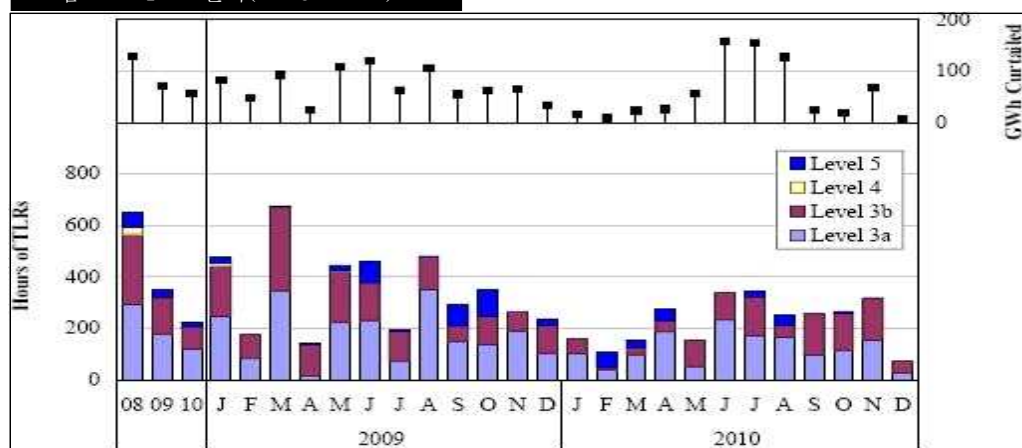
출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

2.3 송전선 부하 완화 이벤트(TLR, Transmission Line Load Relief Events)

MISO는 혼잡 관리를 위하여 TLR 절차와 NERC의 IDC(Interchange Distribution Calculator)를 사용하고 있다. 시장이 도입되기 전에는 모든 혼잡 관리는 TLR 프로세스를 이용해야만 했다. TLR은 실시간 계통 안정도가 한계 치에 접근하거나 초과할 경우 계통운영자가 혼잡을 관리할 수 있는 프로세스 이다. 일단 혼잡이 발생되면, 실시간 급전 모델은 경제급전에 따라 발전기 출 력을 조정하여 혼잡 송전선의 조류를 관리한다.

MISO의 급전지시를 받지 않는 외부업체들도 내부 송전선 혼잡에 영향을 미치기도 하는데, 만약 외부 조류량이 해당 송전선 용량의 5%를 초과하면 MISO는 TLR 프로세스에 따라 외부 조류량을 제한할 수 있다. 그렇지만 TLR 프로세스는 LMP 시장을 통한 최적 급전운영보다 훨씬 비효율적이고 조정도 어렵다. 그 결과 TLR 프로세스를 통한 부하 삭감량은 LMP 시 장을 통한 것보다 3배가 많은 것으로 분석되었다. 현재도 상당 수준의 TLR이 진행되고 있지만, MISO는 LMP 시장 메커니즘을 더욱 선호하 고 있으며 적용을 확대해 나가고 있다.

그림 33 TLR 실적(2008~2010)



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

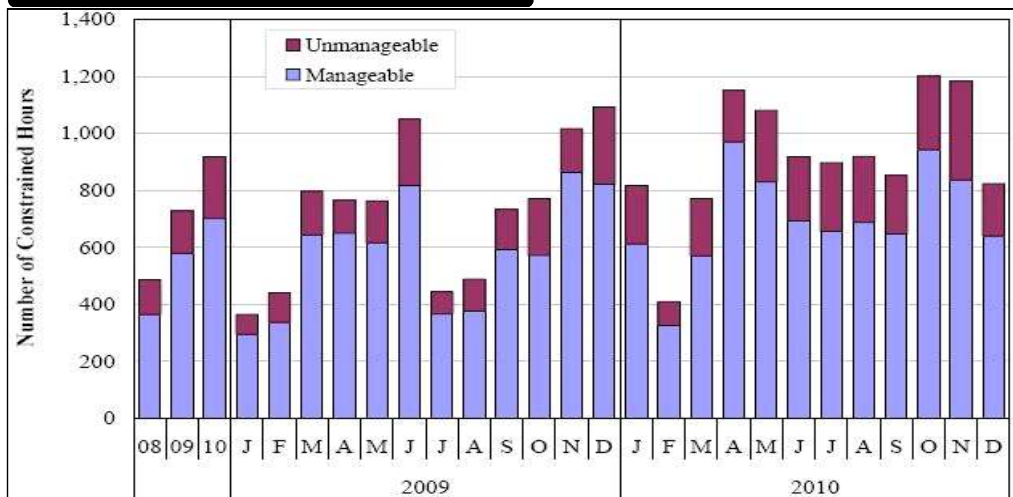
2.4 혼잡 관리

혼잡 관리는 MISO의 가장 중요한 의무 중에 하나이다. MISO는 총 생산 비용을 최소한으로 유지하면서 안정적인 조류 흐름을 위해 실시간 시장 모델을 통해 실시간으로 수천 개의 계통 혼잡을 감시하고 있다. 만약 조류가 제한량에 다다르면, 시장에서 제약이 발생한다. MISO의 LMP 기반 에너지 시장은 발전량 재급전을 통해서 송전 제약을 완화하지만, 다음과 같은 상황에선 재급전 공급가능 용량이 감소한다.

- 제약 완화에 가장 효과적인 발전기가 정지 상태인 경우
- 발전기 출력 유연성이 감소한 경우
- 발전기가 이미 최대전력으로 발전하고 있을 경우

공급 가능한 완화 용량이 5분 이내에 송전제약을 해결하기에는 부족할 경우에, 그러한 송전제약을 “Unmanageable”으로 표시한다. 여기서 중요한 점은 Unmanageable한 송전제약 자체가 MISO의 낮은 계통신뢰도를 의미하지 않는다는 것이다. 왜냐하면 대부분의 제약이 MISO의 자체 기준인 20분 내에 해결되기 때문이다.

그림 34 제약발생 시간 (2009~2010)



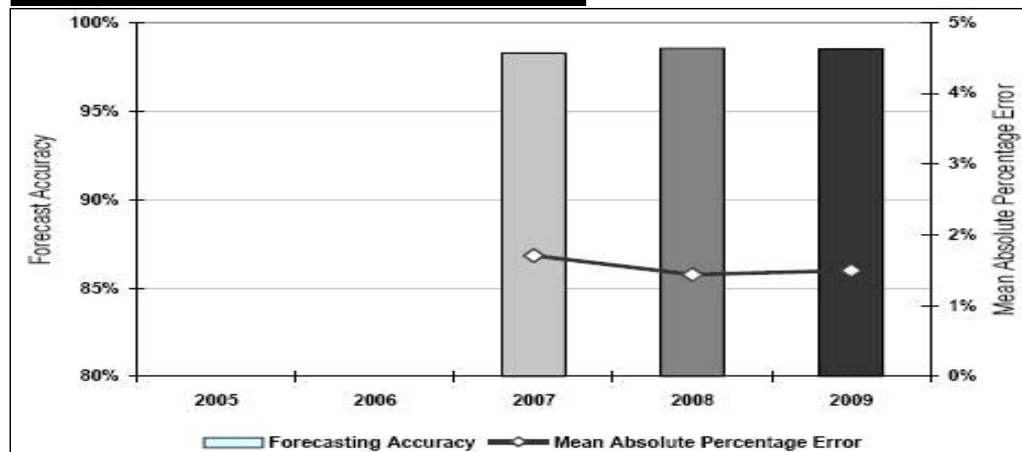
출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

[그림 34]는 제약발생 시간 추이를 보여준다. 2010년의 경우에 총 제약시간은 평균 919시간으로 2009년 대비 26% 상승하였다. 하지만 2010년 Unmanageable 제약 비중은 23%로 2009년의 20% 대비 소폭 상승하였다.

2.5 부하 예측 정확성(Load Forecasting Accuracy)

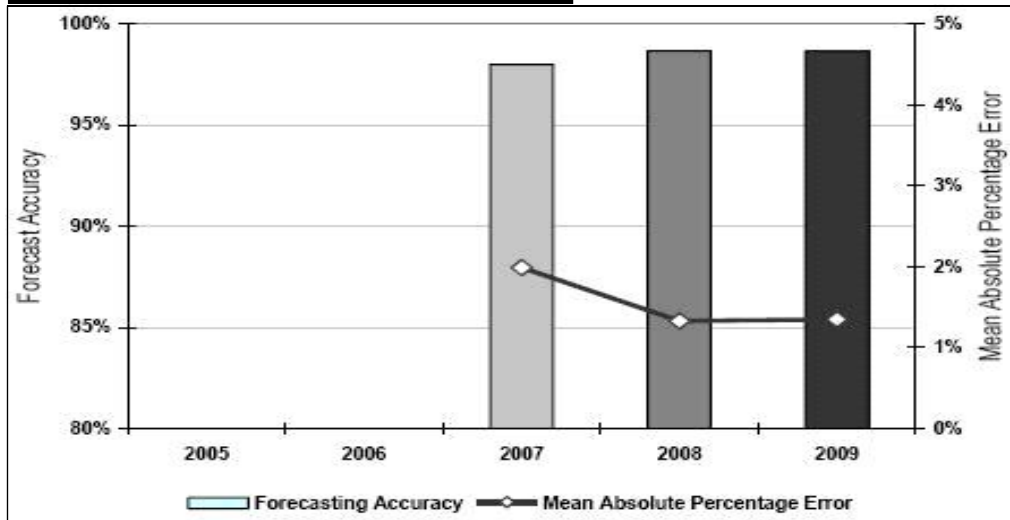
MISO는 부하 예측 정확성을 다양한 지점에서 몇 차례에 걸쳐 모니터링 한다. [그림 35]에서 볼 수 있듯이, MISO의 부하예측 정확성은 지난 3년간 거의 일정하게 유지되었다. 1일전 부하 예측 정확성 기준점은 전일 4시30분이며, 하지만 1일전 부하 예측에서 제한 가능 부하와 수요반응 자원을 계산하지 않는 이유는 제한 가능 부하와 수요반응 자원은 MISO의 부하 총량 대비 그리 중요하지 않기 때문이다. MISO는 LSE를 대신해서 용량을 확보하지 않으며, 각 LSE가 자신들의 고객들에게 전력을 공급하기 위한 최대 피크 값을 직접 산출하여 제출한 값을 수집하여 최대부하 예측값을 산출한다. 따라서 만약 LSE가 자신의 최대 부하를 낮게 예측했다면, 해당 LSE는 용량을 부족하게 확보하게 되어 잠재적으로 전력공급에 문제가 발생할 수도 있다. 대신 LSE가 과도하게 산출했다면, LSE의 손실은 커지고 시장효율성이 떨어진다.

그림 35 평균 부하 예측 정확성(2007~2009)



출처 : 2010 ISO/RTO Metrics Report(www.iso-rto.org)

그림 36 피크 부하 예측 정확성(2007~2009)



출처 : 2010 ISO/RTO Metrics Report(www.iso-rto.org)

Ⅳ 송전계획

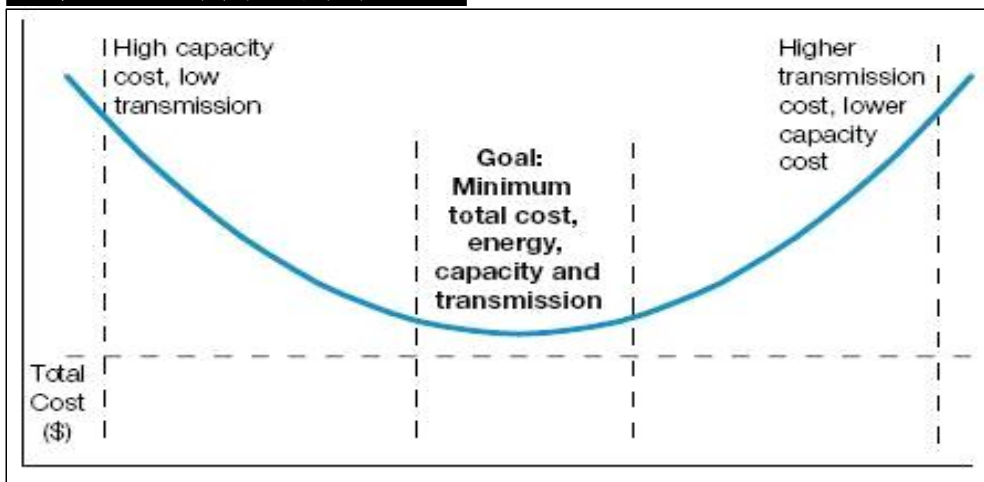
1. 송전계획

1.1 송전계획 개요

MISO는 계통신뢰도, 경제성 및 공공정책을 반영한 탑-다운(Top-down), 바텀-업(bottom-up) 송전 계획 프로세스를 가지고 있다. MISO의 계획 프로세스는 계통을 강화하기 위한 방안을 정의하고, 대안을 마련하며, 효과적인 해결책을 결정하기 위한 근거들을 분석하는데 초점을 두고 있다. 2005년에 MISO가 채택한 송전계획 원칙은 다음과 같다.

- 계통망의 신뢰도 확보
- 시장 효율성 향상 등 경제적 이익 제공
- 신재생에너지 확대 등 정책 반영
- 이해관계자들과 관련된 여러 이슈 해결

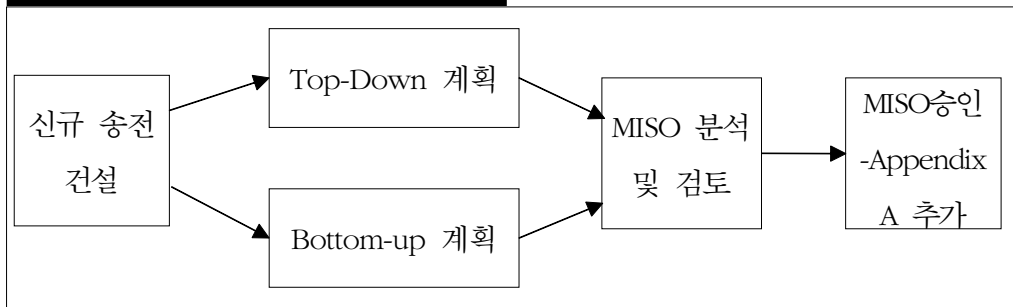
그림 37 송전계획의 궁극적 목표



출처 : 2010 MISO Annual Report

1.2 MTEP(MISO Transmission Expansion Plan) 프로세스

그림 38 송전계획 승인 프로세스



출처 : MISO Planning Process (System Planning Committee, 2011)

[그림 38]은 송전계획 제안에서 승인에 이르는 프로세스를 나타낸다. 우선 Bottom-up 프로세스에서 MISO는 송전업체가 제출한 송전건설 계획을 평가하고, Top-Down 프로세스에서는 MISO가 직접 송전업체와 다른 이해관계자들과의 협의를 통해 종합적인 관점에서 필요한 송전 건설 계획을 개발한다. MISO의 분석 및 검토 후, 가장 효과적인 프로젝트가 MTEP의 Appendix A에 포함되고 MISO 이사회의 승인을 요청한 후, 이사회가 해당 프로젝트를 승인하면 송전업체는 해당 프로젝트를 추진할 수 있다. MTEP는 Appendix B, C를 포함하는데 B는 필요성이 있으나 더 많은 검토가 필요한 프로젝트들을 포함하고, C는 아이디어 차원의 프로젝트들을 포함한다.

1.2.1 MTEP 세부 프로세스

MISO는 FERC의 Order 890 송전계획 원칙에 따라, 송전건설 계획의 수립과정을 투명하게 공개하고 있다. MTEP 계획 프로세스 과정은 총 9번의 세부 지역별 계획 회의를 열어야 하는데, 격월로 열리는 하부위원회 회의 및 매월 개최되는 자문위원회 회의가 여기에 포함된다. 계획 자문위원회(Planning Advisory Committee)는 MTEP 프로세스의 적정성, 정확성,

공정성과 관련된 정책적 문제들을 MISO 계획 담당자들에게 자문하는 것이 주요 임무이며, 계획 자문위원회는 MISO의 자문위원회에 보고서를 제출하게 되어 있다. MISO는 송전 계획 수립을 위하여 수요정보, 자원 믹스, 부하와 자원 위치 등의 여러 입력 데이터를 기초로 다양한 툴(Tool)을 활용하여 결과물을 제공한다. MISO에서 사용하고 있는 모델들은 다음과 같다.

표 5 송전계획 프로세스 주요 내역

	Top-Down Planning	Bottom-Up Planning	Interconnection Queue	Policy Assessment
내용	- 중요한 이슈에 대한 방안 개발 - 추가 계획에 대한 효과 테스트 및 효율성 추구	- 계통 운영 신뢰도 기준을 충족하기 위하여 MISO이 추천하는 최종 계획 확정	- 구체적 접속 요청 평가 및 전원계획모형을 통한 결과 제공	- MISO 시장에 대한 주 또는 연방정부 정책의 영향 분석
예시	- 지역전원계획연구 - MMP포트폴리오 - 경제성 평가 - 중장기평가	- 신뢰도 분석 - 상습 혼잡 지역 연구	- 계통연계연구 - 계통계획 및 분석	- EPA규제연구 - 동부풍력송전 접속연구
Tool	· PROMOD · EGEAS · GEMARS · Powerflow 및 PSS/E	· 조류분석툴 (PSS/E, MUST) · 신뢰도 분석툴 (VSAT)	· 조류분석툴 (PSS/E, MUST) · 신뢰도 분석툴 (VSAT)	

출처 : MISO Planning Process(System Planning Committee, 2011)

표 6 송전계획관련 Tool

모델 명	특징	비교(한국)
GE MARS (GE Multi Area Reliability Simulation)	전원계획모형 (확률적 시뮬레이션)	WASP
EGEAS (Electric Generation Expansion Analysis System)	전원계획모형	WASP
PROMOD (Production Cost Model)	발전량 시뮬레이터	P-Pool
Powerflow Model	계통신뢰도 분석	PSS/E

출처 : MISO Planning Process(System Planning Committee, 2011)

* WASP : Wien Automatic System Planning(IAEA)

* P-Pool : P puls incorporation market pool simulator

* PSS/E : Power System Simulation for Engineering

1.3 송전건설 비용 할당

신규 송전건설에 대한 각 사업자의 비용할당이 신규 송전선 건설로 인한 각 사업체의 이익과 상응하도록, MISO는 비즈니스 형태에 따라 4가지 분류의 비용할당 포트폴리오를 적용하고 있다. MISO는 지역 송전업체 및 주정부 관계자들과의 오랜 시간동안의 협의의 결과로 2010년 6월 15일 멀티가치 프로젝트(MVP, Multi-Value Project) 비용 할당 방식을 FERC에 제출하였고, 2010년 12월 16일 승인을 받았다. MVP 방식은 지역적으로 꼭 필요한 송전 투자의 이익이 공정하게 할당될 수 있도록 설계 되었다.

표 7 MVP 비용 할당 분류 체계

프로젝트	목표	내용
발전소 추가	Interconnection	발전소 추가 요청자 부하의 10% 할당
신뢰도향상	NERC 신뢰도 기준 충족 요구	부하의 20% 분배
시장효율성향상	혼잡 제거 비용보다 이익이 1.2~3배 많은 경우	부하의 20% 분배
멀티 가치	에너지 정책 준수	부하의 100% 분배

출처 : MISO Planning Process(System Planning Committee, 2011)

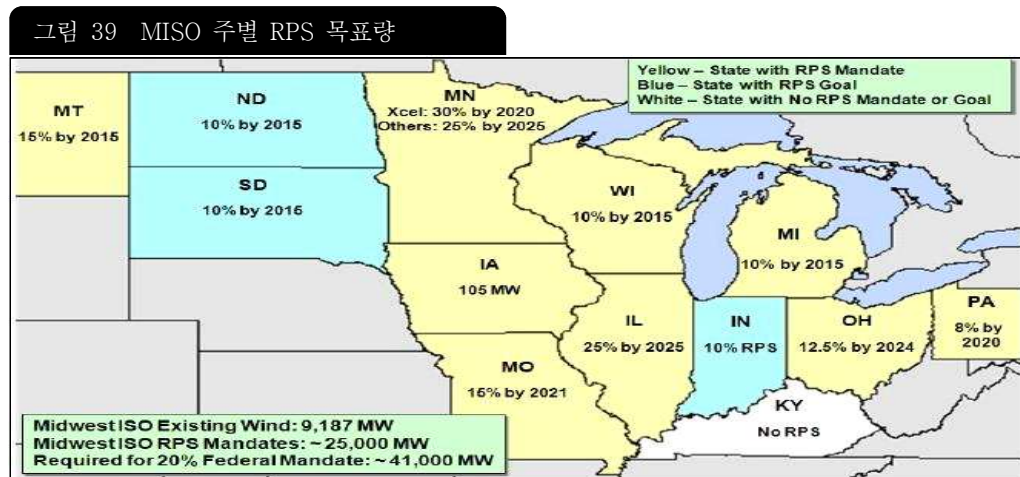
V 기후변화에 대한 대응

1. 풍력 에너지

1.1 풍력설비용량

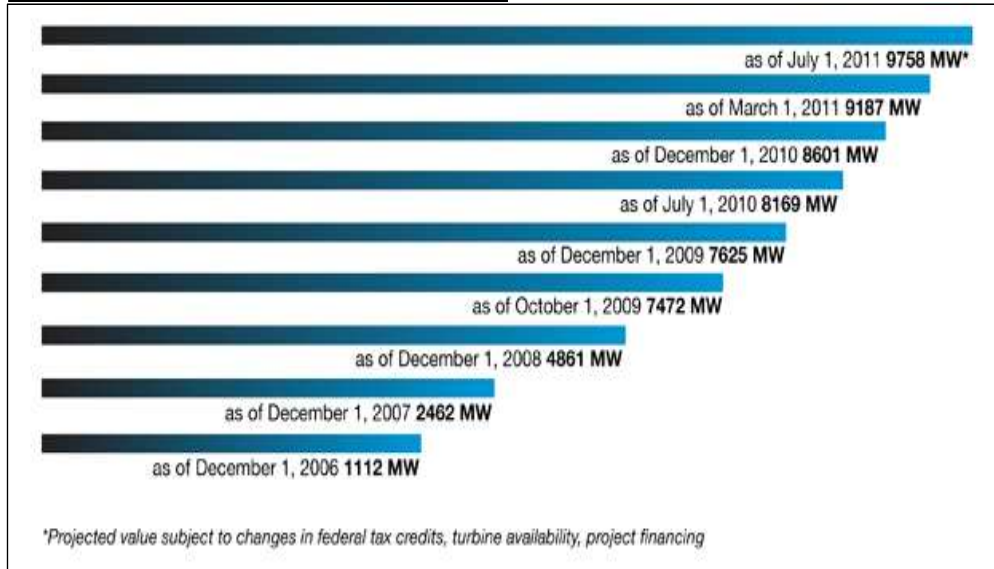
풍력 발전량과 설비용량은 MISO 지역에서 급속하게 증가하고 있다. 풍력 설비용량은 총 설비용량의 약 6%로 9.2GW 이며, 발전량은 총 발전량의 3.5%로 약 6,700MWh이다. MISO 관할지역의 대부분 주에서 RPS제도가 이미 의회를 통과한 상황에서, MISO 서부지역의 풍부한 풍력 자원 활용은 향후 지속적으로 증가할 것으로 예상된다.

그렇지만 [그림 39]에서 MISO 관할 지역 각 주별 RPS 목표치를 살펴볼 때, MISO의 RPS 의무량인 25GW 뿐만 아니라, 연방 RPS의 의무량인 41GW(20% 적용)과 비교해도 턱 없이 부족한 상황이다. 기존 화석연료 발전설비와는 달리 풍력 에너지는 불규칙적이기 때문에, 계통 운영자인 MISO에게 계통운영, 예측, 발전계획 수립 등 많은 분야의 변화가 불가피한 상태이다.



출처 : MTEP June 2011 Report(Midwest ISO)

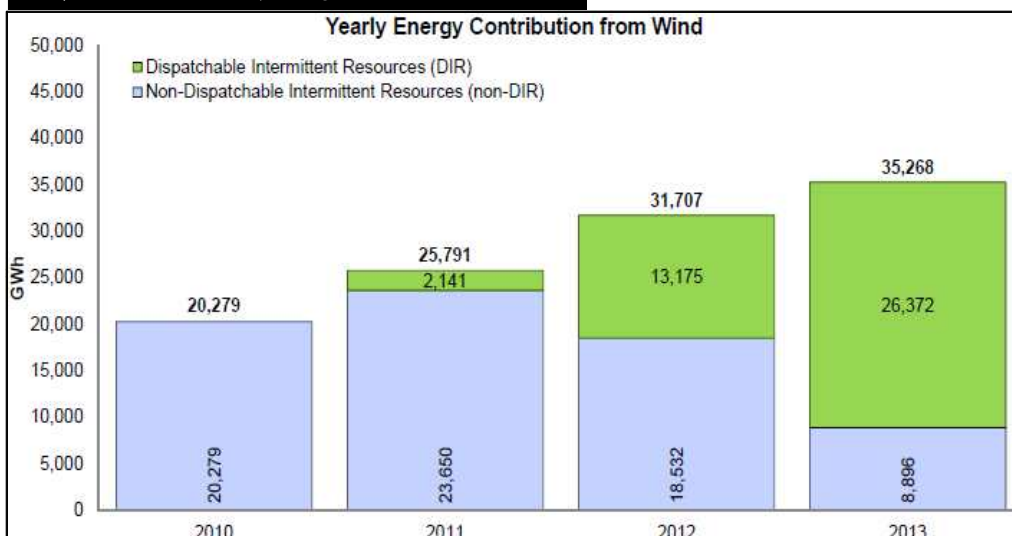
그림 40 MISO 풍력자원 증가 추이



출처 : Midwest ISO homepage / What we do / Renewable Energy (www.midwestiso.org)

최근 현황을 살펴보면, 2010년부터 2013년까지 MISO의 풍력발전량은 20,279GWh 에서 35,268GWh 로 1.7배 이상 증가하였다.

그림 42 연도별 풍력발전량 (2010-2013)

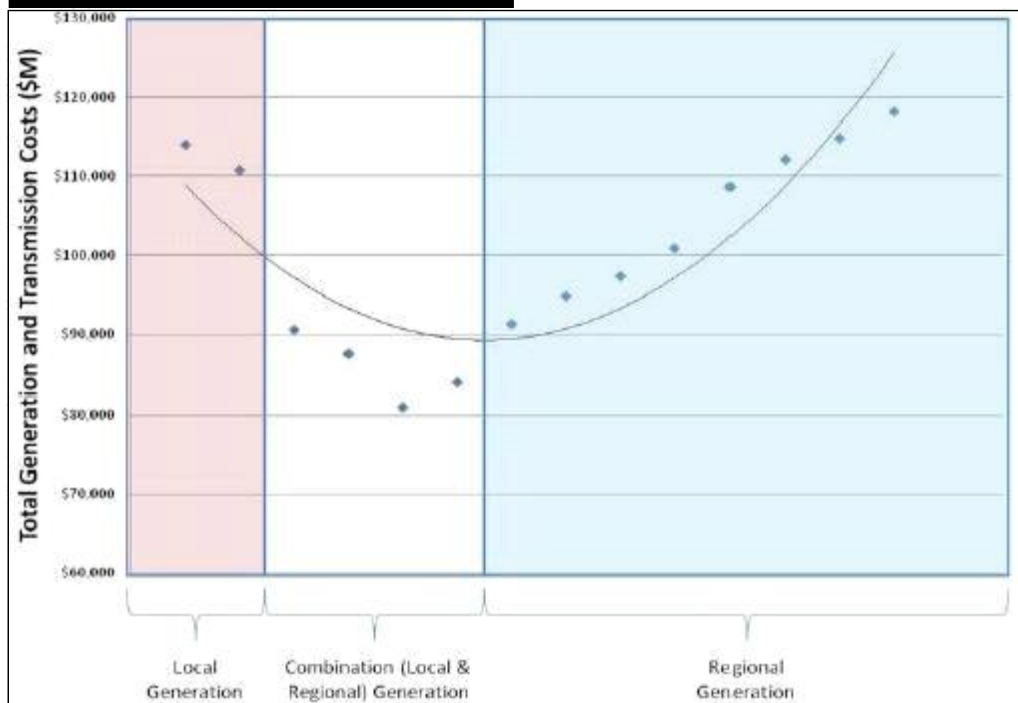


출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

1.2 풍력발전 입지 선정

MISO는 2009년 지역 발전량 아울렛 연구(RGOS, Regional Generation Outlet Study)를 구성하여, 풍력발전소 최적입지 선정에 대하여 집중분석을 시행하였다. RGOS는 풍력자원이 가장 풍부한 지역(Regional wind generation) 및 주요 부하지역에 손쉽게 그리고 저렴하게 전력 공급이 가능한 지역(Local wind generation) 등의 요소를 종합적으로 분석하여, 최소비용이 드는 입지를 선정하고자 하였다. [그림 41]은 MTEP10에 포함된 RGOS 결과이다. MISO는 풍력 입지 최적화를 통해 연간 34~42만 달러의 이익이 생긴다고 보고 있다.

그림 41 RGOS 풍력자원 입지 분석



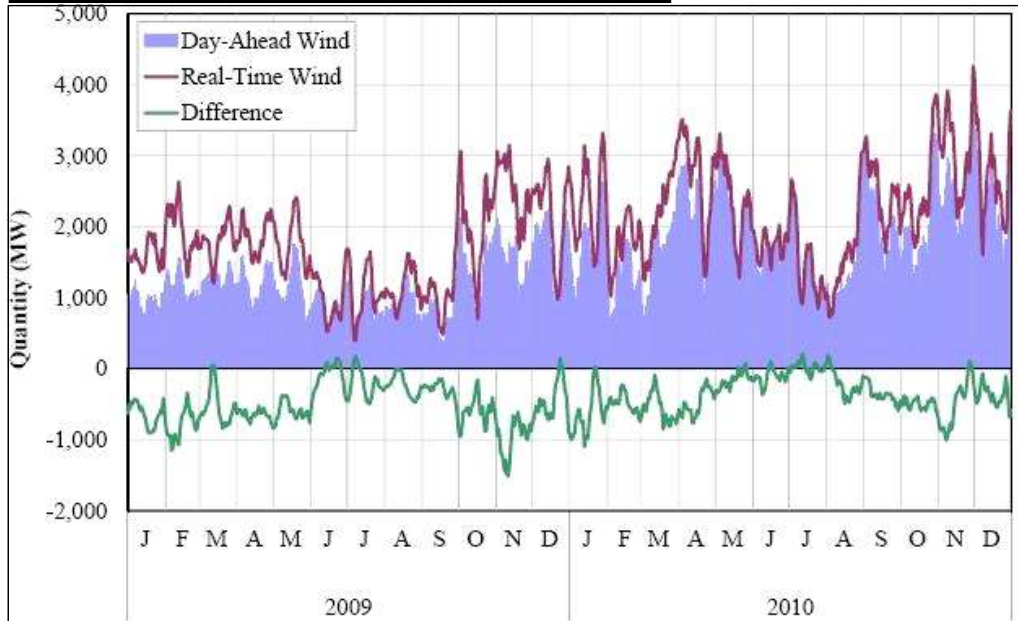
출처 : MTEP10_summary

1.3 풍력과 시장운영

풍력과 같은 불규칙한 자원도 1일전시장에서 발전 예측량을 포함한 청약(offer)을 제출할 수 있고, 8%의 용량 요소(capacity factor)⁴⁾가 적용되어 용량 자원으로 지정받을 수 있다. 그렇지만 실시간 시장에서 풍력자원은 청약할 수 없으며, 또한 급전지시를 받을 수도 또는 급전지시를 따를 수도 없다. 따라서 MISO는 풍력과 같은 불규칙한 자원에 대하여 규칙기반 기동정지 계획 프로세스를 적용하였으며, 계통 신뢰도 확보를 위해 꼭 필요한 때에만 수동으로 급전지시를 하였다. 하지만 2011년 8월 MISO는 풍력과 같은 신재생에너지도 급전 가능한 불규칙한 자원(DIR, Dispatchable Intermittent Resources)으로 지정하여 MISO의 경제급전에 온전히 참여할 수 있도록 하였다. MISO의 DIR 정책은 FERC의 승인을 받았으며, 이를 통해 풍력자원은 다른 자원과 똑같이 실시간 시장에 참여할 수 있게 되었다. 풍력자원은 자동적으로 청약 가격과 계통 상황에 따라 예측 제한량(limits)까지 급전지시를 받게 되며, 특히 가격을 결정할 수도 있게 되었다. 이러한 개선을 통해 MISO는 특히 서부 지역의 가격결정과 혼잡관리 기능 향상과 RSG 비용 감소를 기대하고 있다.

4) PY2009은 20%였지만 PY2011에서 불규칙한 자원 평균은 12.9%이지만 풍력은 8%로 결정

그림 43 1일전시장과 실시간시장의 풍력발전량 차이



출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

[그림 43]은 2009~2010년에 1일전시장의 풍력 계획량과 실시간 시장의 풍력 발전량을 나타내고 있다. 2010년 1일전시장의 풍력 계획이 전년대비 다소 향상되긴 하였으나, 여전히 실시간 시장의 발전량에는 미치지 못하고 있다. 실시간 시장의 계획량 부족은, 서부 지역에서 가격 수렴 문제와 실시간 시장에 존재하는 초과 발전량 때문에 기존 발전기의 출력을 감소시켜야 하는 문제와, 갑작스러운 풍력 발전량의 감소로 다른 발전기를 추가로 투입해야 하는 신뢰도 문제를 지속적으로 야기하고 있다.

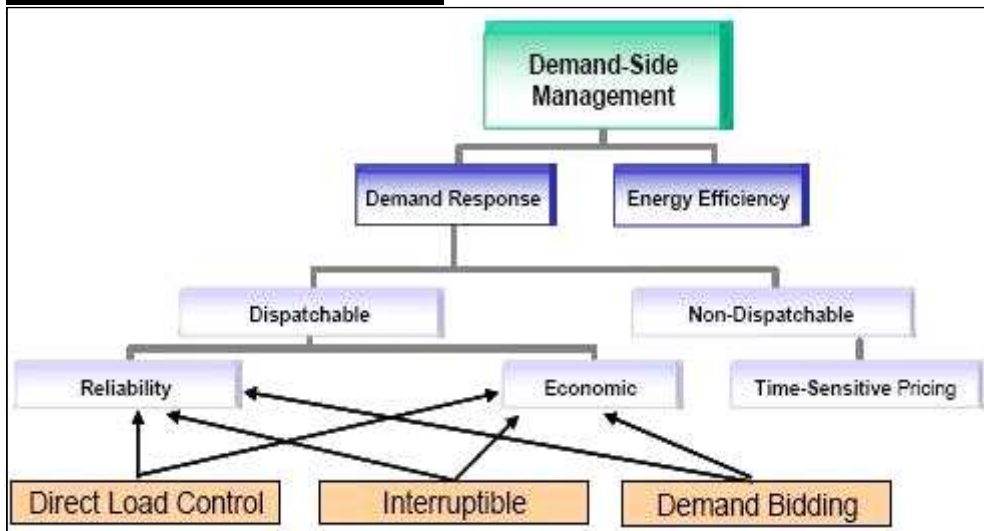
2. 수요반응(Demand Response Program)

2.1 수요반응 프로그램 개요

수요관리는 에너지효율(EF, Energy Efficiency)과 수요반응(DR, Demand

Response)으로 구분할 수 있다. 에너지효율의 목표가 고효율기기 사용 등을 통하여 에너지 수요를 전반적으로 감소시키는 개념임에 비해, 수요반응은 특정 시간대에 전력수요 급증, 송전제약 및 높은 시장 가격 등과 같은 전력계통의 다양한 상황에 맞추어 소비자의 전력 수요를 변화시키는 것이다.

그림 44 수요 측 관리 분류표



출처 : Demand Response in the Midwest ISO, 2010

[그림 44]는 수요반응 자원 분류를 나타내고 있다. 수요반응 자원은 우선 직접부하제어, 전력공급중지 요금제 및 수요입찰 프로그램 등 프로그램에 참여하는 즉, 계통운영자의 급전지시를 따르는 쪽과, 동적 요금제를 선택한 고객들처럼 급전지시를 따르지 못하는 쪽으로 구분된다. 또한 급전 가능한 수요반응 자원은 긴급수요반응(EDR, Emergency DR)과 경제수요반응(Economic DR)으로 구분된다. EDR은 MISO가 계통의 긴급 상황 발생 전에 계통 신뢰도 유지를 위하여 활용하는 자원으로, 가격에 반응하지 않기 때문에 시장에 직접적으로 참여하지도 않는다. 반면에 DR은 긴급 상황뿐만 아니라, 상시 전력소비의 한계 가치보다 시장 가격이 높은 경우 시장에 참여한다.

일반적으로 실시간 시장이 1일전시장보다 변동성이 훨씬 크기 때문에, 수요반응 자원의 가치는 실시간 시장에서 더욱 높게 결정된다. 수요반응 프로그램은 최종소비자가 에너지 시장에 직접적으로 참여할 수 있는 기회를 제공함으로써, 단기 신뢰도 향상, 중장기 최저비용의 자원 적정성, 가격 변동성과 기타 시장 비용 감소 및 공급 측 시장지배력 감소와 같은 효과를 기대할 수 있다. 특히, 가격반응 수요는 도매시장 효율성을 향상시킬 수 있는 잠재력을 가지고 있는데, 몇 시간 동안의 최대전력 시간대에서 일정 수준의 수요 감축이 가능하다면 이는 곧 신규 발전설비 건설비용 감소 등에 막대한 영향을 끼칠 수 있다.

2.2 MISO 수요반응 프로그램

MISO의 수요반응 용량은 2010년 말 기준 8,700MW 수준으로 감소했다. 전체 용량의 대부분은 LSE에서 지역적으로 관리하고 있는 신뢰도 수요반응 프로그램이 차지하고 있다. 신뢰도 수요반응 프로그램은 LMR(Load-Modifying Resources)과 BTMG(Behind-The-Meter Generation)를 포함하는데, 이러한 프로그램에 참여하는 자원들은 MISO의 관리 밖이기 때문에 급전지시를 따르는 수요반응 용량은 거의 없다. 그러므로 이러한 자원들은 일반적으로 수요반응 자원(Demand Response Resources, DRR)으로 분류된다. 한편 2010년에 DRR은 모든 MISO 시장에 참여 가능하도록 제도가 개선되어 시장참여의 폭이 확대되었다.

2.2.1 DRR 분류

MISO는 DRR을 Type I 과 Type II로 분류한다. Type I은 고정적이며 사전에 결정된 에너지량, 또는 잠시 동안의 전력공급 중단을 통한 상정 예비력을 제공할 수 있는 자원인 반면, Type II는 제어가능 부하 및 BTMG(behind the meter generation)와 같이 5분 단위로 에너지와 운영 예비력을 제공 가능

한 자원이다. Type I 은 반응할 수 없거나, 자신의 목표수요 감축량(Target Demand Reduction Amount)을 제공할 수 있거나 둘 중 하나만 제공 가능하므로, MISO 시장에서 가격을 결정할 수 없다. 이런 특성 때문에 MISO는 Type I 자원을 고정 블록(fixed-block) 발전기와 비슷하게 다루고 있다. 그 결과 2010년 15개 설비가 상업가동 중이었지만 단지 3개 업체만이 에너지 시장에 실제 참여하고 있으며, 이는 겨우 1MW 정도 밖에 안 되는 수준이다.

특히 2009년 2,353MW 규모의 수요반응자원인 양수발전 용량이 빠지면서, 2010년 46MW로 급속하게 감소하였다. 양수발전을 제외한 Type I 의 대부분 용량은 대규모 산업 고객을 목표로 하는 인터럽터블 부하(Interruptible load)에서 나온다. 인터럽터블 부하 프로그램에 참여하는 고객들은 MISO로부터 직접적인 제어를 받지 않기 때문에 온전히 자발적으로 참여하고 있다. 직접부하제어(DLC, Direct Load Control)는 주택용 및 소규모 상업 및 산업 고객을 대상으로 하는 프로그램으로서, 예비력 부족 시 LSE가 직접적으로 미리 계약된 범위까지 부하를 차단할 수 있다.

Type II 자원은 MISO의 5분 단위 급전지시를 따를 수 있으므로 가격을 결정할 수 있다. Type II 자원은 동적요금제(Dynamic Pricing) 자원으로도 설명되는데, 동적요금제는 DR 프로그램 중 가장 효율적인 것으로 알려져 있다. 2010년 4개의 Type II 자원이 상업가동 중이었지만 단지 1개만이 시장에 참여했으며, 특히 2011년에는 등록된 Type II 자원이 하나도 없는 상황이다. 왜냐하면, 현재 MISO 지역의 공급용량이 충분해 수요자원 가치가 낮아 수익성이 떨어지기 때문이다.

LSE는 MISO 보조서비스시장에 수요반응자원을 청약할 수 있는 자격을 가지고 있다. Type II는 보조서비스 시장의 모든 상품에 참여가능 하지만, Type I 는 예비력자원을 위한 기준이 매우 높아 규제예비력과 운영예비력으로 참여를 할 수 없다. 2010년 규제 예비력에 10MW, 운영예비력에 98MW, 추가 예비력에 50MW 정도 참여하고 있는 수준이다.

2.2.2 수요반응프로그램 ISO별 비교

[표 8]은 ISO별 수요반응 프로그램을 비교하고 있다. MISO는 가장 용량이 많고, ISO-NE는 최대피크 시 수요반응 자원의 영향이 10%로 가장 높다. 그렇지만 앞서 설명한 바와 같이, 양수발전 용량이 수요자원 용량에서 빠지면서 2009년 대비 30% 정도 전체용량이 감소하였다. 특히 MISO는 2009년 10월 2일에 ARC(Aggregator of Retail Customers)의 시장참여에 대한 규정 변경을 FERC에 요청하였으나, 아직 승인 이전인 상태이므로 ARC 수요반응자원은 아직 시장에 참여하지 못하고 있다.

표 8 각 ISO별 수요반응프로그램 비교

		Pct. of		YY	
		2010	2010 Peak	2009	Change
MIDWEST ISO	TOTAL	8,663	7.9%	12,550	-31%
	Behind-The-Meter Generation	5,077		4,984	2%
	Load Modifying Resources	3,184		4,860	-34%
	DRR Type-I	46		2,353	-98%
	DRR Type-II	0		111	-100%
	Emergency DR	357		242	47%
NYISO (as of Aug 31, 2010)	TOTAL	2,362	7.1%	2,384	-1%
	ICAP - Special Case Resources	2,103		2,061	2%
	Of which: Targeted DR	489		531	-8%
	Emergency DR	257		323	-20%
	Of which: Targeted DR	77		117	-34%
	DADRP	331		331	0%
ISO-NE	TOTAL	2,719	10.0%	2,292	19%
	Real-Time DR Resources	1,255		873	44%
	Real-Time Emerg. Generation Resources	672		875	-23%
	On-Peak Demand Resources	533		N/A	
	Seasonal Peak Demand Resources	259		N/A	

출처 : 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Market (Potomac Economics, 2011)

VI 최신 현안

1. 기후변화 영향

MISO가 2010년에 발표한 보고서에 따르면, 상원에서 기후변화법이 통과 되면 지역 내 석탄화력 발전소의 25~50%가 폐지될 것이라고 예측하고 있다. 왜냐하면, 2009년 6월에 하원에서 통과된 기후법안에 의하면 1년마다 감축기준이 강화되어서, 2020년까지는 20% 감축 그리고 2050년까지는 83% 감축(양자 모두 2005년 대비)으로 결정되었기 때문이다. 목표를 달성하기 위해서 이산화탄소를 35% 이상 감축하려면 우선 MISO 지역의 총 발전 설비용량에서 53%를 차지하고 있는 석탄발전소부터 폐지해야 하며, 더 나아가 85%를 감축하기 위해서는 수요반응, 에너지효율, 원전 확대 및 탄소 요금 책정 등 다양한 규제 및 정책이 최대한 시행되어야 가능하다고 밝히고 있다. 구체적으로 살펴보면 현 석탄 발전소의 45~90%가 폐기되어야 하며, MISO 관할 내 주에서 20%의 RPS와 최소 75달러/MWh의 탄소세 부과가 전제되어야 된다고 밝히고 있다. 이와 같은 기후변화 대책에 따라 MISO 관할 지역의 많은 발전회사들은 경쟁적으로 풍력발전소에 투자하고 있으며, 그 결과 풍력설비용량이 2006년 말 1,112MW에서 2011년 7월 현재 9,758MW로 약 8.7배가 증가하였다. 그렇지만 여전히 탄소감축 목표량에는 부족한 상태이며, 2009년 미국 발 금융위기로 인해 미국 내 전력수요가 급감하는 등 경기불황의 여파로 아직 전력수요가 예전 수준을 한참 밑돌고 있는 상황에서, 풍력발전의 용량 증가는 기존 화석연료 발전소 중 효율이 낮은 발전소의 폐지를 더욱 가속화하고 있다.

2. 시장가격결정 메커니즘 개선

MISO는 자문위원회의 권고를 수용하여 가스 터빈 피크발전기와 같은 고정출력발전기를 실시간 가격결정 메커니즘에 포함할 수 있도록 제도개선을 추진하였다. 현재 MISO는 LMP를 활용하고 있는데 LMP는 기동비용, 무부하비용 또는 최소출력 발전비용 등을 반영하지 못하고 있다. 이에 몇몇 발전기들은 1일전시장에서 배정받았다 할지라도, 실시간 시장에서 조건들을 만족하지 못하여 가격을 결정 못하는 문제를 해결하기 위해 ELMP(Extended Locational Marginal Pricing)를 개발 중에 있다. MISO는 ELMP 개선을 통해 더욱 정확한 가격 시그널 제공, Uplift 비용 감소 및 실시간 시장의 가격 변동성 감소 효과를 기대하고 있다.

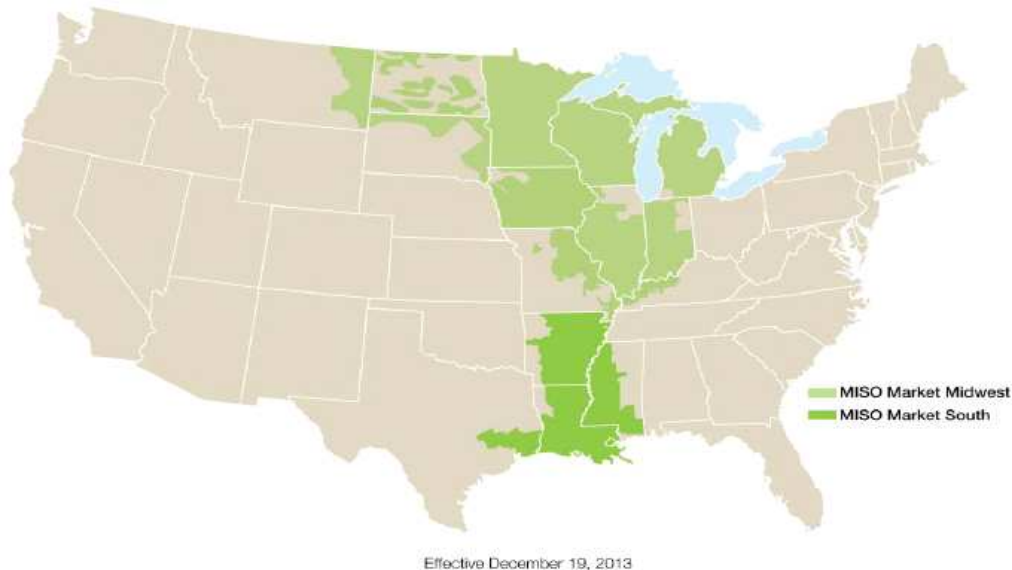
3. 저장에너지 자원(Stored Energy Resource)

MISO 지역의 급격한 풍력자원의 증가는 계통운영자인 MISO에 큰 도전을 주고 있다. 특히 MISO는 서부에서 동부로의 만성적인 송전 혼잡 문제를 겪고 있는데, 대부분의 풍력자원이 서부에 있기 때문에 조류의 변동성이 더욱 증가되었기 때문이다. 이러한 상황에서 수요반응 또는 배터리 또는 플라이휠과 같은 에너지 저장장치의 중요성은 더욱 각광받고 있다. 왜냐하면 수요반응과 에너지 저장장치는 유연하고 빠른 기동정지 용량을 가지고 있기 때문이다. 최근 FERC 승인 이후 5~10MW 수준의 저장장치는 MISO 시장에 참여할 수 있게 되었다. 현재 MISO의 운영 예비력을 위한 보조서비스 시장에서 참여가 점차 증가하고 있다.

4. 2013년 남부 통합(South Integration)

2013년 12월 9일 MISO는 2년여의 준비 끝에 남부 텍사스, 루이지애나, 미시시피, 알칸자스 주를 포함하는 지역을 공식적으로 편입하게 된다. 2013년 4월 26일부터는 관할지역 확장에 따라 사명을 Midwest ISO에서 Midcontinent ISO로 개명하였으며, 기존에 운영하던 지역은 MISO Market Midwest, 새로이 편입된 지역은 MISO Market South로 명칭이 구분되었다.

그림 45 남부 통합에 따른 Market Footprint 변화



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

통합에 따른 규모는 다음과 같이 변화하였다. TO는 36개에서 46개로 증가, BA는 27개에서 34개로 증가, 시장참여자는 359개에서 391개로 증가하였다. 또한 시장용량은 132GW에서 177GW로 34% 증가하였으며, 송전선로는 5만 마일에서 6만6천 마일로 32% 증가하였다. 최대전력은 98GW에서 126GW로 증가하였다.

표 9 남부 통합 전후 MISO 규모 증가현황

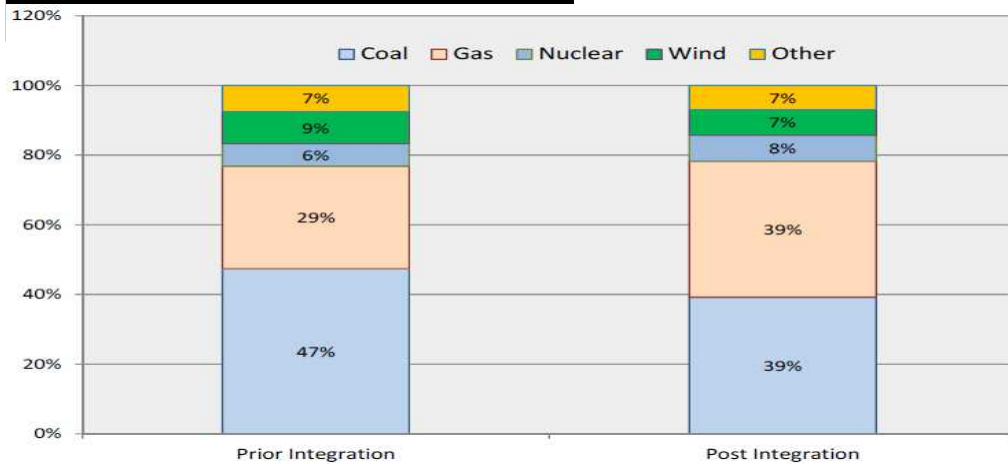
	Prior Integration	Post Integration	Increase (%)
Transmission Owners	36	46	28%
Transmission Lines (Miles)	50,000	66,000	32%
Local Balancing Authorities	28	34	21%
Market Participants	359	391	9%
Total Market Capacity* (GW)	132	177	34%
Coincident Hourly Integrated Peak Load(GW)	98	126	29%

*From Asset Administration database

출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

기존에 MISO계통이 석탄 의존도가 높은 사실은 큰 과제였다. 통합에 따라 Midwest 시장은 South 시장으로부터 천연가스와 원자력 전력 조달이 쉬워졌으며, MISO 전체 지역의 석탄 의존도를 감소시켰다. 석탄발 전기 용량의 차지 비율은 기존에 47%에서 통합 후 39%로 낮아졌다. 남부 통합 전후의 설비용량 변화는 다음 그림과 같다.

그림 46 남부 통합에 따른 발전설비용량 변화



출처 : 2013 Annual Market Assessment Report (MISO, June, 2014)

〈 참 고 문 헌 〉

1. 전력거래소, “해외전력산업동향 (1)”, 2009
2. MISO, 2010 Annual Report, 2011
3. Potomac Economics, 2010 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets, 2011
4. MISO, MTEP June 2011 Report, 2011
5. MISO, An Overview of the Midwest ISO Market Design, 2009
6. The Brattle Group, Demand Response in the Midwest ISO, 2010
7. ICF International, Independent Assessment of Midwest ISO Operational Benefits, 2007
8. MISO, Integration of Renewables at the Midwest ISO, 2010
9. MISO, MISO Planning Process, 2011
10. MISO, Regional Transmission Organization Reliability Plan, 2011
11. Berkeley Lab, Coordination of Retail Demand Response with Midwest ISO Wholesale Markets, 2008
12. DC Energy, Effects of 4/25/09 FERC RSG Order on Convergence of MISO Market, 2006
13. APPA, APPA’s Competitive Market Plan, 2009
14. ELSEVIER, Characteristics of the prices of operation reserves and regulation services in competitive electricity markets, 2011
15. KM Energy Consulting, How do RPS requirements impact the MISO Market?
16. Effects of 4/25/06 FERC RSG Order on convergence of MISO markets (DC Energy, 2006)
17. 2015 Midcontinent Independent System Operator(위키피디아)
18. 2010 ISO/RTO Metrics Report(www.iso-rto.org)
19. MISO, 2013 Annual Market Assessment Report, 2014
20. MISO, 2013 State of the Market Report, 2014
21. 2015 MISO Corporate Fact Sheet