

한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트
기술개발 예비타당성조사

기획재정부 중간보고

2010. 8.

공공투자관리센터
한국개발연구원

한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트
기술개발 예비타당성조사

기획재정부 중간보고

2010. 8.

공공투자관리센터
한국개발연구원

본 자료는 「한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발 예비타당성조사」의
잠정 분석 결과로서 최종 분석 결과와 다를 수 있습니다. 따라서 최종보
고서 출판 이전에 본 자료의 내용을 인용할 수 없습니다.

< 연 구 진 >	
■ 「한국형 300MWIGCC 실증플랜트 기술개발」 예비타당성조사	
KDI 연구진 :	이수일 부연구위원(연구총괄) 김유정 연구원
외부 연구진 :	김수덕 아주대학교 교수 엄신영 아주대학교 연구원 구자열 아주대학교 연구원 강석환 고등기술연구원 선임연구원 류재홍 고등기술연구원 선임연구원

목 차

제 I 장 예비타당성조사의 개요	1
제1절 사업의 배경 및 목적	1
1. 사업의 추진 배경	1
2. 사업의 목적	2
제2절 사업의 추진 경위 및 근거	3
1. 사업의 추진 경위	3
2. 사업의 추진 근거	4
3. 사전용역 주요 내용	5
제3절 사업의 계획 및 주요 내용	5
1. 사업 개요	5
2. 사업계획의 세부내용	7
제II 기초자료의 분석 및 조사의 쟁점	10
제1절 사업대상지역 현황	10
1. 지리적 위치 및 행정구역	10
2. 인구	11
3. 사업체 수 및 산업별 종사자수 추이	12
4. 학생수	13
5. 자동차 등록대수	14
6. 토지이용	14
7. 재정자주도	15
제2절 상위 및 관련 계획의 검토	16
1. 그린 에너지산업 발전전략 (지식경제부 2008.09)	16
2. 제3차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 (지식경제부 2008.12)	17
3. 이명박 정부 100대 국정과제	19
제3절 국내 발전부문 현황	19
1. 국내 발전설비 현황	19

2. 전원별 발전량 추이	20
제4절 석탄가스화 복합발전(IGCC) 원리	22
1. IGCC 기술 개요	22
2. IGCC 기술의 원리	22
3. IGCC 기술의 특징	23
4. 석탄가스화 복합발전 구성요소	24
제5절 IGCC 기술 개발의 해외 동향	39
1. 시장 동향	39
2. 정책 동향	42
제6절 주요국 IGCC 프로젝트 동향	45
1. 미국	45
2. 일본	49
3. 중국	52
4. 유럽	54
5. 호주	55
제7절 주요쟁점	56
1. 기술적 타당성 분석상의 쟁점	56
2. 경제성 분석상의 쟁점	57
3. 주요 쟁점의 요약	59
제Ⅲ 장 기술적 타당성 분석	60
제1절 기술개발계획의 우수성	60
1. 기술개발의 목적 및 수행체계 우수성	60
2. 기대되는 기술개발 성과의 구체성	65
제2절 기술수준 및 기술개발 성공 가능성	66
1. 선정 공정에 대한 기술 검토	66
2. 기술 개발 성공 가능성	72
제3절 기존 기술 및 사업과의 중복 여부	72
1. 기술 측면에서의 중복 여부	72
2. 사업 측면에서의 중복 여부	74
제4절 사업특수평가항목	75
제5절 기술적 타당성 분석 종합	77

제Ⅳ장 비용추정	80
제1절 비용 추정 방법 개요	80
제2절 총사업비 추정: 요구안	82
1. 요구안 세부 2과제 총사업비 추정내용 검토	82
2. 요구안의 총사업비 추정	89
제3절 총사업비 추정: 대안	95
1. 총사업비 추정 개요	95
2. 대안의 총사업비 추정	97
3. 요구안과 대안의 비교	103
제4절 운영비 및 잔존가치 추정	105
1. 운영비 추정	105
2. 잔존가치 추정	118
제Ⅴ 장 편익추정	119
제1절 편익 추정의 개요	119
제2절 편익 산정	120
1. 전력공급편익	120
2. 온실가스 저감 편익 및 환경 편익	139
3. 부산물 재활용에 따른 사회적 편익	147
제3절 편익 산정 결과의 종합	148
제Ⅵ장 경제성 분석	149
제1절 경제성 분석	149
1. 경제성 분석의 원칙	149
2. 분석대상 기간 및 사회적 할인율	150
3. 경제성 분석 방법 및 결과	150
제2절 민감도 분석	162

표 목 차

<표 I - 1> 사업추진 경위	3
<표 I - 2> 세부 과제별 주요 내용	8
<표 I - 3> 연차별 투자계획	8
<표 II - 1> 태안군 행정구역 및 면적	10
<표 II - 2> 태안군 인구 추이	11
<표 II - 3> 읍·면별 인구수(2008년)	11
<표 II - 4> 읍·면별 사업체 수 및 종사자수(2007년)	12
<표 II - 5> 태안군 내의 산업별 종사자수 추이	13
<표 II - 6> 태안군 학교별 학생수 추이	13
<표 II - 7> 태안군 차량등록대수	14
<표 II - 8> 태안군 토지이용	15
<표 II - 9> 태안군의 재정자주도	15
<표 II - 10> 그린 에너지 산업 분야별 주요 기술 분류	16
<표 II - 11> 그린 에너지산업 9대분야 중점기술 분야	17
<표 II - 12> IGCC 실증연구사업 개발 목표 및 기술개발 계획	18
<표 II - 13> 석탄이용분야 기술개발 로드맵	18
<표 II - 14> 이명박 정부의 100대 국정과제 중 전략 7	19
<표 II - 15> 전원별 발전설비용량 및 구성비(2009년)	19
<표 II - 16> 전원별 발전량 및 구성비(2009년)	21
<표 II - 17> 미분탄 화력발전과 석탄가스화복합발전 비교	24
<표 II - 18> 가스화기 종류별 특성	26
<표 II - 19> 주요 분류층 가스화기의 기술 특징	27
<표 II - 20> 미정제 석탄가스 중의 일부 미량 성분	29
<표 II - 21> CO와 유형의 결합포집에 대한 이득의 기술 평가	35
<표 II - 22> IGCC 기술개발 시장환경 변화 관련 핵심사항 요약	40
<표 II - 23> 사업참여자 유형별 IGCC 기술개발 전략(해외 사례)	41

<표 II - 24> 세계 각국의 청정석탄발전기술 관련 정책동향	44
<표 II - 25> 미국의 Vision 21 프로그램의 주요 목표	45
<표 II - 26> 미국 내 건설중 혹은 건설예정인 신석탄발전소	46
<표 II - 27> 일본의 8대 청정에너지기술 중 석탄가스화 관련 프로젝트	50
<표 II - 28> 일본 Nakoso IGCC 실증플랜트의 주요사양	51
<표 II - 29> 주요 쟁점의 요약	59
<표 III - 1> 세부 1과제 개요	61
<표 III - 2> 세부 2과제 개요	63
<표 III - 3> 세부 3과제 개요	64
<표 III - 4> 공정사들의 가스화기 특성,	67
<표 III - 5> 상업용 규모 IGCC 공정의 가스정제	69
<표 III - 6> 상업용 규모 IGCC 공정의 수행 결과	71
<표 III - 7> 국내 보유 석탄가스화 관련 기술개발 내역	73
<표 III - 8> 정부지원이 진행되거나 계획 중인 연구	74
<표 III - 9> IGCC와 관련된 계획 중인 사업	75
<표 III - 10> 후보 부지별 비교	76
<표 III - 11> 기술적 타당성 종합 분석	77
<표 III - 12> 기술적 타당성 종합 평가	79
<표 IV - 1> 요구안, 대안의 총사업비, 총비용 추정과정 요약	81
<표 IV - 2> 『2단계 사업기획보고서』 총사업비 추정시 조정 항목 및 적용수치 요약	85
<표 IV - 3> NETL 보고서에 제시된 기술 비교	88
<표 IV - 4> 『2단계 사업기획보고서』 vs. NETL 보고서 기준 직접공사비 비교	88
<표 IV - 5> 요구안의 세부과제별, 연도별 사업비 구성내역	90
<표 IV - 6> 세부 1과제의 구성 및 세부 기술개발 내용	91
<표 IV - 7> 세부 3과제의 구성 및 세부 기술개발 내용	92
<표 IV - 8> 요구안의 총사업비 구성내역: 『2단계 사업기획보고서』 양식	93
<표 IV - 9> 요구안의 총사업비 구성내역	94
<표 IV - 10> 요구안의 연차별 투자계획	95
<표 IV - 11> 총사업비 항목 구성	96

<표 IV-12> 건축공사비 항목 및 비용	97
<표 IV-13> 기자재비 항목 및 비용	98
<표 IV-14> 설계비 내역	98
<표 IV-15> 감리비 내역	99
<표 IV-16> 측량비 및 조사비 내역	99
<표 IV-17> 시설부대비 내역	100
<표 IV-18> 외자조작비 내역	100
<표 IV-19> 용지 구입비	101
<표 IV-20> 대안의 총사업비 구성내역	102
<표 IV-21> 대안의 연차별 투자계획	103
<표 IV-22> 요구안 vs. 대안의 총사업비 비교	104
<표 IV-23> 유연탄 가격의 ARDL 추정결과 (단기)	106
<표 IV-24> 유연탄 가격의 ARDL 추정결과 (장기)	107
<표 IV-25> 시나리오별 장기 유가 전망	108
<표 IV-26> 유연탄 도입가격 예측결과	109
<표 IV-27> 유연탄 단위가격	110
<표 IV-28> 복합발전 플랜트 변동비	111
<표 IV-29> Shell사 제안서 기준 가스화플랜트 변동비	111
<표 IV-30> Test-bed 운영비	113
<표 IV-31> Test-bed 연간 운전 회수	113
<표 IV-32> 시나리오 구분	113
<표 IV-33> 운영비 종합(시나리오 1-A)	114
<표 IV-34> 운영비 종합(시나리오 1-B)	115
<표 IV-35> 운영비 종합(시나리오 1-C)	116
<표 IV-36> 운영비 종합(시나리오 2)	117
<표 V-1> 간년도 전력수급기본계획(2009~2014년)의 발전설비 건설계획	124
<표 V-2> 간년도 전력수급기본계획(2009~2014년)상 발전소 폐지계획	125
<표 V-3> LNG도입단가의 ARDL 추정결과 (단기)	128
<표 V-4> LNG도입단가의 ARDL 추정결과 (장기)	129
<표 V-5> 발전용 LNG가격 예측결과	130

<표 V-6> 전력수요 전망	131
<표 V-7> 시나리오에 따른 연도별 추정 SMP	136
<표 V-8> 전력공급편의 산정결과	138
<표 V-9> CCX 가격의 기술적 통계량	140
<표 V-10> Point Carbon Secondary CER OTC assessment의 기술적 통계량	141
<표 V-11> 모의거래 시나리오 설정 및 거래 규칙	142
<표 V-12> 시나리오별 이론상 배출권 균형가격	142
<표 V-13> 환경오염물질 단위당 사회적 비용 (1)	144
<표 V-14> 환경오염물질 단위당 사회적 비용 (2)	144
<표 V-15> NETL(2009)에 따른, NOx, SOx, PM, 수은 기준	146
<표 V-16> 온실가스 저감편의 산정결과	146
<표 V-17> 환경편의 산정결과	147
<표 V-18> Ash Pond에 따른 부산물 재활용 편의 산정	147
<표 V-19> 연차별 편의의 추정결과	148
<표 VI-1> 경제성 분석결과_요구안	151
<표 VI-2> 경제성 분석결과_대안	151
<표 VI-3> 비용 및 편의 흐름(요구안-1-A)	152
<표 VI-4> 비용 및 편의 흐름(요구안-1-B)	153
<표 VI-5> 비용 및 편의 흐름(요구안-1-C)	154
<표 VI-6> 비용 및 편의 흐름(요구안-2)	155
<표 VI-7> 비용 및 편의 흐름(대안-1-A)	156
<표 VI-8> 비용 및 편의 흐름(대안-1-B)	157
<표 VI-9> 비용 및 편의 흐름(대안-1-C)	158
<표 VI-10> 비용 및 편의 흐름(대안-2)	159
<표 VI-11> 할인율 변화에 따른 민감도 분석	160
<표 VI-12> 편의 변화에 따른 민감도 분석	161
<표 VI-13> 비용 변화에 따른 민감도 분석	161

그림 목차

[그림 I - 1] IGCC 실증연구사업 추진체계	6
[그림 I - 2] IGCC 실증연구사업 단계별 목표	7
[그림 I - 3] IGCC 실증플랜트 건설 예정부지 및 조감도	9
[그림 II - 1] 전원별 발전설비 비중 추이	20
[그림 II - 2] 전원별 발전량 비중 추이	21
[그림 II - 3] IGCC 공정도	23
[그림 II - 4] IGCC 블록 구성도	25
[그림 II - 5] 가스화기 종류별 온도특성	27
[그림 II - 6] 단순화한 공정 흐름도	32
[그림 II - 7] TGT 선택적 공정	34
[그림 II - 8] IGCC 기술 Supply Chain	42
[그림 II - 9] 국가별 IGCC 프로젝트 추진 현황(2007년 기준)	43
[그림 II - 10] 미국 FutureGen 프로젝트 개념도	46
[그림 II - 11] 미국 FutureGen 플랜트 가상도	46
[그림 II - 12] 콜 워터 실증플랜트 전경	47
[그림 II - 13] Wabash River 플랜트 전경	48
[그림 II - 14] Wabash River 플랜트 개념도	48
[그림 II - 15] Polk 플랜트 전경	48
[그림 II - 16] Polk 플랜트 개념도	48
[그림 II - 17] 미국의 FutureGen 프로젝트 개념도	49
[그림 II - 18] 미국 FutureGen 발전소 가상도	49
[그림 II - 19] Nakoso IGCC 실증플랜트 설비 구성도	51
[그림 II - 20] 일본 Nakoso IGCC의 연구개발 계획	52
[그림 II - 21] 중국 GreenGen 프로젝트 설비의 공정흐름도	53
[그림 II - 22] 독일 Siemens사의 세계시장 진출 현황	54
[그림 II - 23] 호주 ZeroGen 실증플랜트의 참여주체 역무범위	55

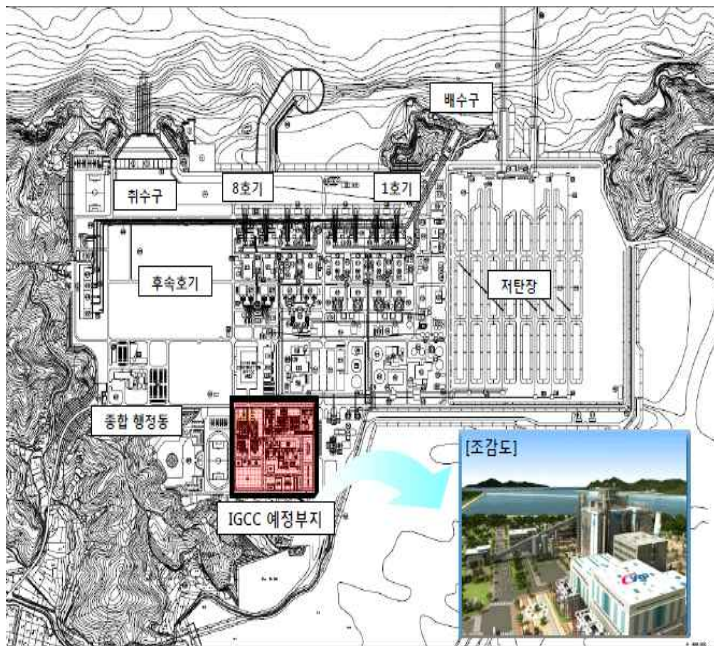
[그림 II - 24] ZeroGen CCS설비 최초 시험 전경	56
-------------------------------------	----

[그림 III - 1] 열효율 상승을 위한 economizer 설치	71
[그림 III - 2] IGCC 실증 플랜트 부지 (태안 한국서부발전)	76

[그림 IV - 1] 비용추정의 진행 순서와 내용	80
[그림 IV - 2] 『2단계 사업기획보고서』의 총사업비 추정 기준	82
[그림 IV - 3] 『2단계 사업기획보고서』의 총공사비 내 직접공사비 추정 방법	84
[그림 IV - 4] 가스화부 “4.1 Gasifier, Syngas Cooler & Aux.” 비용계산 근거	86
[그림 IV - 5] 공통설비부 공정별 추가비용 산정근거	86
[그림 IV - 6] 복합발전부 공정별 추가비용 산정근거	87
[그림 IV - 7] 미국 EIA의 장기 유가전망 (2008년 기준)	108

[그림 V - 1] CBP에서의 계통한계 가격 설정	122
[그림 V - 2] 국제유가(Dubai)와 국내 LNG도입단가 추이	126
[그림 V - 3] 국제유가와 국내 LNG도입단가 비교 (1996년 1월 = 1)	127
[그림 V - 4] 2009년도 단순평균 SMP	132
[그림 V - 5] 2009년 보정 SMP	134
[그림 V - 6] SMP 추정결과	136
[그림 V - 7] CCX 가격추이	140
[그림 V - 8] Point Carbon Secondary CER OTC	141
[그림 V - 9] PHAES 1과 PHAES 2의 시장 수렴 비교	143

[사업 위치도]



『한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트
기술개발사업』
예비타당성조사

제 I 장 예비타당성조사의 개요

제 II 장 기초자료의 분석 및 조사의 쟁점

제 III 장 기술적 타당성 분석

제 IV 장 비용추정

제 V 장 편익추정

제 VI 장 경제성 분석

제 I 장

예비타당성조사의 개요

제1절 사업의 배경 및 목적

1. 사업의 추진 배경

최근 석유의 공급이 불안정하고 가격이 급등하고 있어 장기적으로 안정적인 에너지 확보가 매우 중요한 시기를 맞이하고 있다. 또한 지구온난화 방지를 위해 지난 2005년 2월 교토의정서가 발효됨에 따라 선진국은 2008년부터 온실가스의 의무감축이 시행되고 있으며, 우리나라를 포함한 개발도상국도 조만간 온실가스 감축의무가 부과될 것으로 예상된다. 우리나라는 국가 1차 에너지의 97%이상을 수입하고 있으며, 특히 석유 및 천연가스의 비중이 매우 높아 안정적인 경제적인 에너지 확보가 절실하여 정부차원에서 자원 확보를 위한 대책이 강구되고 있다.

석탄은 타 화석연료에 비해 공급이 안정적이고 매장량이 풍부하며, 지역적으로 편재되지 않고 가격변동이 크지 않아 우리나라 발전용 연료의 30% 이상을 담당하고 있으며, 수요도 계속 증가할 것으로 전망되고 있다. 그러나 석탄은 연소할 때 유황분과 질소분이 연소하여 황산화물(SOx)과 질소산화물(NOx)이 발생하고 최근 온실가스의 원인물질로 주목받고 있는 이산화탄소(CO₂)의 배출이 타 발전원보다 상대적으로 많이 배출되는 문제점을 안고 있다. 이러한 문제점을 해결하기 위해 청정석탄 이용 기술인 석탄가스화 복합발전(IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle) 기술이 개발되고 있다.

IGCC 발전기술은 동일하게 석탄을 연료로 사용하는 일반 석탄화력과 비교하여 효율이 높고 친환경적이어서 차세대 석탄발전방식으로 부각되고 있으며, 현재 세계적으로 IGCC 기술은 상용화 진입단계로 향후 기술수요가 급속히 증가할 것으로 예상되고 있다.

2. 사업의 목적

기후변화협약에 따른 온실가스 감축 부담과 신재생에너지 보급 목표(2011년까지 총발전량의 7%, 1차 에너지소비량의 5%)달성을 위해, 2006년 12월 “한국형 300MW IGCC 실증플랜트 설계기술 자립 및 건설” 사업이 착수되었다. 2009년 12월 정부는 국가 중기 온실가스 감축목표를 2020년 배출전망치 대비 30% 감축하는 것으로 확정하고 이에 따라 강도 높은 온실가스 감축정책을 추진 중에 있다.

전력산업은 국가 전체 온실가스 배출량의 약 25%를 차지하는 다배출 산업으로서 국가 온실가스 감축목표 달성을 위해서는 2020년까지 연평균 53백만톤(연간 배출량의 4%)의 온실가스 감축이 필요하다. 우리나라 전력산업의 높은 화석연료 전원구성을 감안할 때, 국가 온실가스 배출 저감의 상당량은 고효율 발전설비 구축을 통해 이루어질 전망이다.

IGCC는 발전효율이 40% 이상으로 일반 석탄화력의 발전효율인 37~40%보다 높은 반면, SOx, NOx 배출량은 천연가스 복합발전과 유사한 수준이다. 즉, IGCC는 기존 석탄화력과 비교하여 열효율이 높아 온실가스 감축효과가 발생하므로 석탄화력의 대체발전설비로 적용이 가능하다.

IGCC 실증플랜트 사업은 1990년대 초부터 시행되었으며, 「한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업」은 기존의 G7사업¹⁾ 수행을 통해 확보된 국내 IGCC 기술을 바탕으로 요소기술 개발과 실증플랜트 건설을 동시에 추진하여 상용급 플랜트의 설계, 건설 및 운전기술의 자립을 목적으로 하며, 석탄의 청정 이용을 통하여 기후변화협약에 따른 온실가스 감축대응과 국가 녹색성장 및 녹색기술 수출산업화를 도모하고자 추진되는 사업이다.²⁾

1) 반도체, 자동차, 통신, 환경, 에너지 등 주요 분야에서 서방선진국(G7)수준의 산업 기술 확보를 목표로 92년부터 2001년까지 정부와 기업이 4조5천9백82억원을 투입한 대규모 연구개발사업이며, 과학기술부, 산업자원부, 건설교통부, 농림부, 보건복지부, 환경부, 정보통신부 등 7개 부처가 주관하고 연구기관, 대학, 기업의 연구자 1만8천여 명이 8백여 개 과제에 참여하였다.

2) 300MW급 IGCC 발전소 건설계획은 이미 제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(’08. 12) 및 제4차 전력수급기본계획에 포함되어 있다.

제2절 사업의 추진 경위 및 근거

1. 사업의 추진 경위

『한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업』은 국가 신재생에너지 보급 확대, 전력산업의 기후변화 대응 및 청정 석탄이용기술의 해외시장 선점을 위하여 추진되고 있다.

본 사업은 제14차 과학기술관계 장관회의('06. 3)와 제4차 국가에너지자문회의('06. 5)를 통하여 그 필요성이 인정되어 심의·확정되었으며, 정부의 IGCC 실용화 추진계획을 구체적으로 실행하기 위하여 국내 IGCC 분야 산·학·연 전문가로 구성된 IGCC 사업추진 Task Force를 구성하고 사업추진 전략, 추진계획 및 세부기술 개발계획 등에 대한 기획/조사사업을 수행하여 1단계 사업을 2006년 12월부터 2010년 4월까지 수행 완료하였다.

〈표 1-1〉 사업추진 경위

일 시	추진 경위
2006. 3.	제14차 과학기술관계 장관회의 의결
2006. 5.	제4차 국가에너지자문회의 의결
2006. 5	정부/한전/서부발전/KOPEC/두중, 학계 등 T/F구성, IGCC 실증 연구를 위한 산학연 합동 연구기획조사 실시
2006. 12.	기술개발사업 착수 (협약체결: '06.12.22)
2008. 8.	국가에너지기본계획 확정 “석탄 IGCC를 기반으로 300MW 실용화 추진”
2008. 10.	그린 에너지산업 발전전략 확정 “차세대 성장동력화 산업으로 선정”
2008. 10.	이명박 정부 100대 과제에 선정
2008. 10.	가스화공정 라이선스 계약체결 (Shell사)
2009. 5	중점녹색기술개발과 상용화 전략과제로 IGCC선정
2009. 9.	국회 지경위 '08년도 세입세출결산 및 기금결산 검토보고서 “2차 협약이 체결되기 이전에 예비타당성조사가 필요”
2010. 1	국가과학기술위원회 사업설명

2. 사업의 추진 근거

『한국형 300MW IGCC 실증플랜트 기술개발사업』은 “신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제9조(신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 사업비의 조성)및 제10조(조성된 사업비의 사용)를 추진 근거로 삼고 있다. 동법을 근거로 하는 지원사업의 주요내용은 신·재생에너지의 연구·개발 및 기술평가, 신·재생에너지 전문 인력 양성, 신·재생에너지 시범사업 및 보급사업 등이 있다.

□ 추진근거

- 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법

- 제9조(신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 사업비의 조성) 정부는 실행계획을 시행하는 데에 필요한 사업비를 회계연도마다 세출예산에 계상(計上)하여야 한다.

- 제10조(조성된 사업비의 사용) 지식경제부장관은 제9조에 따라 조성된 사업비를 다음 각 호의 사업에 사용한다.

1. 신·재생에너지의 자원조사, 기술수요조사 및 통계작성
2. 신·재생에너지의 연구·개발 및 기술평가
3. 신·재생에너지 이용 건축물의 인증 및 사후관리
4. 신·재생에너지 공급의무화 지원
5. 신·재생에너지 설비의 성능평가·인증 및 사후관리
6. 신·재생에너지 기술정보의 수집·분석 및 제공
7. 신·재생에너지 분야 기술지도 및 교육·홍보
8. 신·재생에너지 분야 특성화대학 및 핵심기술연구센터 육성
9. 신·재생에너지 분야 전문인력 양성
10. 신·재생에너지 설비 설치전문기업의 지원

11. 신·재생에너지 시범사업 및 보급사업
12. 신·재생에너지 이용의무화 지원
13. 신·재생에너지 관련 국제협력
14. 신·재생에너지 기술의 국제표준화 지원
15. 신·재생에너지 설비 및 그 부품의 공용화 지원
16. 그 밖에 신·재생에너지의 기술개발 및 이용·보급을 위하여 필요한 사업으로서 대통령령으로 정하는 사업

3. 사전용역 주요 내용

- ☐ 사전용역명: 300MW급 IGCC 실증플랜트 사업의 2단계 사업비 산정 및 정부 지원금 확보방안 연구
- ☐ 수행기관: 한국전기연구원
- ☐ 수행기간: 2009.04 ~ 2009.06(6개월)
- ☐ 용역내용: IGCC 2단계 사업비를 산정하고, 정부·민간 재원분담 규모 및 정부지원금 확보 방안을 검토

제3절 사업의 계획 및 주요 내용

1. 사업 개요

주관부처인 지식경제부의 사업계획서에 따르면, IGCC 실증플랜트 사업은 설비용량 380MW(가스터빈: 230MW, 증기터빈: 150MW)의 IGCC 실증플랜트를 2011~2015년 기간 동안 총사업비 10,438억원을 들여 건설하고자 하는 사업으로 한국전력공사가 그 총괄주관기관이다. 사업의 재원은 국고, 민간자본으로 분담될 예정이고 국고지원 비율은 정액지원으로 회계기준 12.5%로 계획되어 있다.

지식경제부에서 제출한 사업내용은 다음과 같다.

☐ 사업주체

- 주관부처: 지식경제부(신재생에너지과)
- 사업수행주체: 한국전력공사(총괄주관기관), 한국서부발전(주), 두산중공업(주)

☐ 사업내용: 300MW급 IGCC 실증플랜트 종합 설계 및 건설, 실증운전

☐ 사업지: 충청남도 태안군 원북면 태안발전본부 부지내

- 소요부지: 약 76,000㎡

☐ 설비용량: 380MW × 1호기 (송전단기준 305MW)

- 가스터빈: 230MW, 증기터빈: 150MW

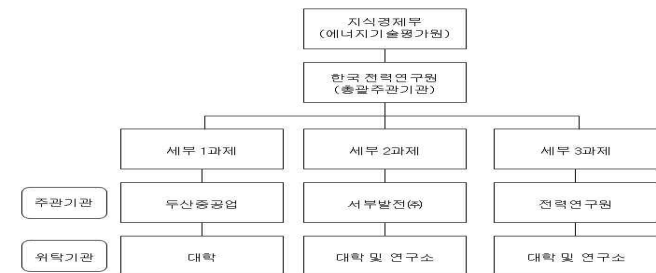
☐ 총사업비(추정): 10,438억원 (정부 1,305억원, 민간 9,133억원)

- 지원형태: 정액 지원 (국고지원비율 회계기준 12.5%)

- 시설운영비 충당방식: 자체충당

☐ 사업기간: 2011~2015년(5년)

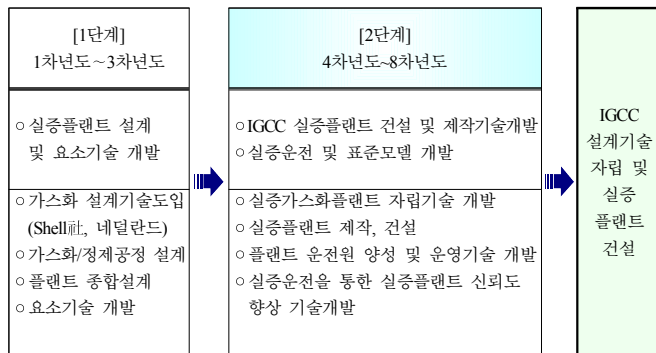
[그림 1-1] IGCC 실증연구사업 추진체계



2. 사업계획의 세부내용

『한국형 300MW IGCC 실증플랜트 기술개발사업』 사업은 지식경제부 주관 하에 한전이 총괄주관기관으로 추진하고 있는 사업이다. 1단계 사업인 IGCC 실증플랜트 기본설계 및 운영기술 인프라 구축, 가스화공정 실험설비 설계 및 구축 업무는 기 완료되었으며, 2단계 사업에 해당하는 『한국형 300MW IGCC 실증플랜트 기술개발사업』은 실증플랜트 상세설계 및 주요 기자재 제작을 통해 플랜트를 건설하고 운영기술개발을 통해 운전신뢰성을 향상시키며, 향후 실증플랜트 및 Test-Bed 운전 결과를 반영한 설비 표준화(Reference Plant Design)를 통해 한국형 IGCC 모델을 개발하는 사업이다.

[그림 1-2] IGCC 실증연구사업 단계별 목표



1단계 기술개발 성과와 연계하여 2단계는 세부 1, 2, 3 과제로 나누어 추진될 예정이다. 먼저, IGCC 기술개발 및 사업화를 위한 핵심기술인 석탄 가스화공정은 Shell의 가스화공정기술 도입을 통해 중간진입 전략을 선택하였으며, 세부 1과제는 가스화플랜트 설계기술 개발 추진, 세부 2과제는 IGCC 실증플랜트 종합설계 및 건설 추진, 세부 3과제는 실증플랜트 운영기술 개발이 주요 사업내용이라고 할 수 있다.

이를 정리하면 다음과 같다.

<표 1-2> 세부 과제별 주요 내용

	세부1과제	세부 2과제	세부 3과제
주관기관	두산중공업	한국서부발전(주)	한전 전력연구원
사업비	317억원 (정부: 159억원, 민간: 159억원)	9,941억원 (정부: 1,093억원, 민간: 8,848억원)	180억원 (정부 : 53억원, 민간 : 127억원)
연구개발 목표	○ 300MW급 실증 가스화 플랜트 설계 기술 개발 ○ 가스화 플랜트 기본설계 Tools 및 최적화 기술개발 ○ 가스화기 및 합성가스 냉각기 설계/제작 기술개발	○ 300MW급 IGCC 시스템 종합 상세설계 ○ 기자재 제작, 시공 및 건설 ○ 단위기기 및 종합 시운전, 성능시험을 통한 IGCC 운영기술 개발	○ 실시간 운전정보를 제공하는 운전감시 시스템 개발 ○ 석탄가스 연소진동 저감 및 가스터빈 연소최적화 기술개발 ○ IGCC 플랜트 운전 훈련 시뮬레이터 개발

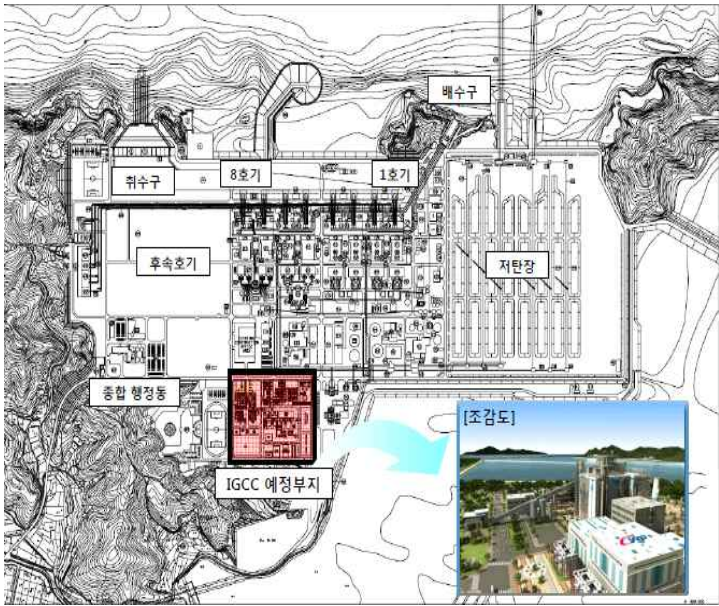
<표 1-3> 연차별 투자계획

(단위: 백만원)

사업별	구분	계	2011 (4차년)	2012 (5차년)	2013 (6차년)	2014 (7차년)	2015 (8차년)
총사업비			1,043,809	87,537	242,037	433,045	254,395
세부1과제	소계	31,712	8,600	7,700	6,400	5,100	3,912
	국비	15,856	4,300	3,850	3,200	2,550	1,956
	민자	15,856	4,300	3,850	3,200	2,550	1,956
세부2과제	소계	994,097	76,739	231,204	422,040	243,647	20,466
	국비	109,300	15,000	25,000	35,000	30,000	4,300
	민자	884,797	61,739	206,204	387,040	213,647	16,166
세부3과제	소계	18,000	2,198	3,132	4,604	5,648	2,417
	국비	5,300	647	922	1,356	1,663	712
	민자	12,700	1,551	2,210	3,249	3,985	1,706

IGCC 실증플랜트는 충청남도 태안군 원북면 태안발전본부 부지내의 약 76,000㎡ 대지에 건설될 예정이며, 예정부지 및 조감도는 아래그림과 같다.

[그림 I-3] IGCC 실증플랜트 건설 예정부지 및 조감도



제II장

기초자료 분석 및 조사의 쟁점

제1절 사업대상지역 현황

1. 지리적 위치 및 행정구역

태안군은 충청남도의 도청이 위치한 대전으로부터 서북쪽으로 181km떨어진 곳에 위치하고 있으며 동쪽 끝은 동경126° 26'로 태안읍 인평리, 서쪽 끝은 동경 126° 25'로 근흥면 신진도리의 격렬비열도, 북단은 북위 36° 58'으로 이원면 내리, 남단은 북위 36° 23'으로 고남면 고남리이다. 태안군은 동쪽을 제외하고는 3면이 모두 바다로 둘러싸인 반도로써 120개의 크고 작은 섬들이 분포되어 있으며, 내륙은 저산성 구릉지로서 많은 산지가 개간지로 개발되어 논과 밭으로 이용되고 있고 리아시식식 해안은 만곡이 심하여 간척지가 잘 개발되어 있다.

〈표 II-1〉 태안군 행정구역 및 면적

구 분	태안군								전체
	태안읍	안면읍	고남면	남 면	근흥면	소원면	원북면	이원면	
면적	87.63	91.49	27.80	60.65	52.97	69.36	74.14	40.95	504.99

자료: 태안군 「태안군 통계연보 2009」

2. 인구

태안군의 인구추이를 살펴보면 2001년 약 6만 8천명 수준에서 2003년 6만 4천명 대로 감소한 이래 이 수준에서 정체하고 있다.

〈표 II-2〉 태안군 인구 추이

(단위: 명)

연도	태안군 인구
2001	67,989
2002	66,143
2003	64,045
2004	63,939
2005	64,075
2006	64,082
2007	63,443
2008	63,910

자료: 태안군 「태안군 통계연보 2009」

태안군의 읍면별 인구수를 아래의 표에서 살펴보면 태안군의 전체 인구는 6만 3,910명으로 그중 태안읍이 2만 6,584명으로 태안군 인구의 약 42%가 태안읍에 거주하고 있으며, IGCC 실증플랜트 건설 예정지인 원북면의 경우 태안군 인구의 약 7.8%가 거주하고 있다.

〈표 II-3〉 읍·면별 인구수(2008년)

(단위: 명)

구분	인구수	세대수	세대당 인구	인구비율
태안군	63,910	27,149	2.35	
태안읍	26,584	10,375	2.56	41.6%
안면읍	9,870	4,548	2.17	15.4%
고남면	2,790	1,201	2.32	4.4%
남 면	4,681	2,072	2.26	7.3%
근흥면	6,199	2,868	2.16	9.7%
소원면	6,317	2,760	2.29	9.9%
원북면	4,996	2,201	2.27	7.8%
이원면	2,473	1,124	2.20	3.9%

자료: 태안군 「태안군 통계연보 2009」

3. 사업체 수 및 산업별 종사자수 추이

태안군의 사업체는 2007년 총 4,882개 업체에 16,642명이 종사하고 있으며, 태안읍이 2,318개 업체에 8,416명으로 태안군 사업 및 종사자의 50% 가까이가 태안읍에 집중되어 있다. IGCC 실증플랜트 건설 예정지인 원북면의 경우 309개 업체에 2,260명이 종사하고 있으며, 이는 사업체수에 비해 많은 종사자들이 근무하고 있는 것으로 태안화력발전소가 위치해 있기 때문인 것으로 판단된다.

〈표 II-4〉 읍·면별 사업체 수 및 종사자수(2007년)

(단위: 개, 명)

구분	사업체	종사자 수
태안군	4,882	16,642
태안읍	2,318	8,416
안면읍	894	2,153
고남면	169	405
남 면	295	937
근흥면	355	923
소원면	405	1,190
원북면	309	2,260
이원면	137	358

자료: 태안군 「태안군 통계연보 2009」

태안군 내의 산업별 종사자 수는 2007년 총 16,642명으로 태안군 인구의 약 26.2%에 해당하여 인구 대비 태안군 내의 고용자 비율은 낮으나, 2003년의 인구 대비 고용 비율인 21.2%와 비교해 볼 때 점차 증가 추세에 있는 것으로 나타나고 있다. 분야별 고용자의 변화를 살펴보면, 2004년 이후 태안군 내의 사회간접자본 및 기타 사업서비스업의 고용자수는 증가한 반면, 농림어업, 광공업, 제조업의 경우 변화가 거의 없거나 감소추세에 있다.

〈표 II-5〉 태안군 내의 산업별 종사자수 추이

(단위: 명)

구분	농림어업	광공업	제조업	사회간접자본 및 기타 사업서비스업	합 계
2003	55	226	633	12,684	13,598
2004	39	230	663	12,996	13,928
2005	67	117	628	14,073	14,885
2006	46	124	651	14,204	15,025
2007	47	113	651	15,831	16,642

자료: 태안군 「태안군 통계연보」 각 년도

4. 학생수

태안군의 총 학생 수는 2008년 총 7,894명으로 전체 태안군 인구의 약 12.4%를 차지하고 있다. 2003년 이후 태안군의 인구가 정체되고 있는 가운데 전체 학생 수는 지속적인 감소추세를 보이고 있으며, 특히 2005년 이후 고등학생 수가 급격히 감소하고 있다.

〈표 II-6〉 태안군 학교별 학생수 추이

(단위: 명)

구 분	유치원	초등학교	중학교	고등학교	대학교	합계
2001	717	4,462	2,319	2,700	-	10,198
2002	563	4,418	2,226	2,505	-	9,712
2003	589	4,315	2,064	2,409	-	9,377
2004	674	4,170	2,027	2,270	-	9,141
2005	688	4,089	1,996	1,342	-	8,942
2006	632	4,027	2,000	1,244	-	8,719
2007	607	3,841	1,906	1,184	-	8,307
2008	561	3,545	1,881	1,145	-	7,894

자료: 태안군 「태안군 통계연보」 각 년도

5. 자동차 등록대수

태안군의 2008년 총 차량 등록대수는 21,868대이고 이중 승용차는 14,114대, 승합차 1,548대, 화물차 7,709대, 특수차 81대로 2001년보다 전체 29.2% 정도 증가하였다. 이 가운데 승용차가 35.8%로 가장 높은 증가추세를 보이고 있다.

〈표 II-7〉 태안군 차량등록대수

(단위: 대)

구 분	승용차	승합차	화물차	특수차	2륜자동차	합계
2001	9,056	1,492	6,003	61	4,351	16,612
2002	9,884	1,504	6,409	63	4,466	17,860
2003	10,267	1,478	6,740	59	4,549	18,544
2004	11,190	1,475	7,017	62	-	19,744
2005	12,081	1,500	7,172	68	4,566	25,387
2006	12,841	1,517	7,434	76	4,538	21,868
2007	13,314	1,532	7,499	85	4,450	22,430
2008	14,114	1,548	7,709	81	4,494	23,452

자료: 태안군 「태안군 통계연보」 각 년도

6. 토지이용

태안군의 토지이용면적을 지목별로 살펴보면, 임야의 비중이 47.7%로 전체 토지의 약 1/2을 차지하고 있고, 전·답은 각각 12.5%, 21.6%의 비중을 차지하여 전체 토지면적의 약 1/3이 경작지임을 알 수 있다. 한편 도로는 2.6%의 비중을 차지하고 있으며, 공장용지는 전체 용지의 0.5%를 차지하고 있다. 태안군의 공장용지 중 원복면이 차지하는 비중이 79.7%로서 태안군의 공장용지 대부분이 태안 석탄화력 발전소가 있는 원복면에 위치한 것을 알 수 있다.

〈표 II-8〉 태안군 토지이용

(단위: 백만㎡)

구분	전	답	임야	대지	도로	공장용지	기타	합계
태안군	63.0	109.2	241.0	10.1	13.3	2.5	66.0	505.0
태안읍	13.4	26.5	31.4	2.3	3.1	0.2	10.7	87.6
안면읍	13.5	19.0	39.4	1.7	1.9	0.0	15.9	91.5
고남면	4.9	7.0	12.0	0.6	0.5	0.0	2.9	27.8
남면	8.9	19.6	18.3	1.1	2.0	0.1	10.8	60.7
근흥면	5.6	8.8	28.6	1.4	1.6	0.2	6.7	53.0
소원면	6.6	11.9	40.4	1.1	1.5	0.0	7.8	69.4
원분면	7.1	10.6	43.4	1.1	1.8	2.0	8.2	74.1
이월면	3.0	5.9	27.6	0.6	1.0	0.0	3.0	40.9

7. 재정자주도

태안군의 재정자주도는 2009년 기준 60.5%로서 전국에 소재한 86개 군 재정자주도의 평균치(64.8%)보다 다소 낮은 편이며, 2007에 급격히 감소하여 2008년에 회복되는 듯하였으나 2009년 다시 감소하였다.

〈표 II-9〉 태안군의 재정자주도

(단위: %)

구분	2004	2005	2006	2007	2008	2009
86개 군 평균	60.7	67.9	66.6	65.6	65.1	64.8
태안군	63.5	68.0	68.9	60.8	63.5	60.5

자료: 통계청, e-지방지표

제2절 상위 및 관련 계획의 검토

본 절에서는 『한국형 300MW IGCC 실증플랜트 기술개발사업』이 중앙정부 및 지자체 상위계획에 어느 정도 부합하는가를 살펴본다.

1. 그린 에너지산업 발전전략 (지식경제부 2008.09)

지식경제부에서 2008년 9월 발표한 그린 에너지산업 발전전략은 이명박 대통령이 8.15 경축사에서 밝힌 녹색성장의 첫 번째 세부 실천계획이며, 에너지 분야 정부 R&D 지원이 시작된 1988년 이래 최초로 신재생, 효율, 전력, 온실가스처리 분야를 아우르는 사업화 전략이라는 의미를 지니고 있다.

그린 에너지산업은 온실가스를 획기적으로 감축하는 혁신적 에너지기술에 기반한 산업으로 정의내릴 수 있으며, 신재생에너지, 화석연료 청정화, 효율향상 분야로 나눌 수 있다.

〈표 II-10〉 그린 에너지 산업 분야별 주요 기술 분류

구분	주요기술
신재생에너지	태양광, 풍력, 수소연료전지, IGCC(석탄가스화 복합발전)
화석연료청정화	CTL(석탄액화) 및 GTL(가스액화), CCS(CO ₂ 포집, 저장)
효율향상	LED, 전력IT, 에너지저장, 소형열병합, 히트펌프, 초전도

그린 에너지산업의 발전전략은 그린 에너지분야에 대한 선택과 집중으로 선진국과의 기술격차를 조기에 해소하고, R&D로부터 수출산업화까지 전주기적 지원체계 구축을 통해 글로벌 그린에너지 강국을 실현하겠다는 것이다. 이를 위해 유망분야를 전략적으로 선정하고 시장지향형 기술을 개발하며 시장창출을 지원하고 인프라를 구축해 나갈 계획이다. 시장성, 기술성, 시급성을 고려하여 성장동력화가 필요한 9대 분야를 선정하여 중점 육성할 계획인 바, 세계시장이 급성장하고 국내 연관산업이 발달한 태양광, 풍력 등 4개 분야를 우선 성장동력화하고, 세계시장의 잠재력이 커서 기술적 우위확보가 시급한 수소연료전지, 청정연료, IGCC 등 5개 분야도 차세대 성장동력으로 집중 지원한다는 계획이다.

〈표 II-11〉 그린 에너지산업 9대분야 중점기술 분야

제1그룹 조기 성장동력화	세계시장이 급성장하고 있거나, 국내 연관산업기반을 바탕으로 육성 가능한 분야 ⇒ 산업화 집중 지원	태양광, 풍력, LED, 전력IT
제2그룹 차세대 성장동력화	세계시장 잠재력이 크고 기술적 우위 확보가 시급한 분야 ⇒ R&D 및 실증 집중투자	수소연료전지, GTL/CTL(가스/석탄액화), IGCC, CCS(CO ₂ 포집·저장) 에너지저장

자료: 그린에너지산업 발전전략(지식경제부, 2008.09)

주: GTL(Gas To Liquid), IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle), CCS(Carbon Capture and Storage)

2. 제3차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획 (지식경제부 2008.12)

제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획은 국가에너지기본계획의 하부계획으로서, 중장기 목표와 비전을 설정하고 이를 실현하기 위한 총 투자계획을 제시하고 있다. 본 기본계획은 신재생에너지의 시간 단계별로 기술개발 및 제품 로드맵을 제시하고 이에 따라 화석연료 수준의 경제성이 확보되는 시기를 예측하였으며, 보급정책의 패러다임을 기존의 정부주도 방식에서 민간·시장 주도 방식으로, 원별 보급정책에서 통합형 보급정책으로 전환하였다는 데에 그 특징이 있다. 이번 제3차 기본계획에서는 신재생에너지 보급목표로서, 1차 에너지 대비 신재생에너지 비중으로 2015년 4.3%, 2020년 6.1%, 2030년 11.0%달성을 제시하였다.

제3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획의 기술개발·산업의 로드맵에는 석탄가스화 복합발전에 대한 단계별 기술개발목표 및 계획과 산업화를 위한 중점기술개발 프로그램이 제시 되어 있다.

〈표 II-12〉 IGCC 실증연구사업 개발 목표 및 기술개발 계획

개발 목표	○ 한국형 IGCC 기술확보를 위한 설계기술 자립 및 실증플랜트 건설 - IGCC 플랜트 개발: ('10) 300MW급 →('20) 600MW급→('30) 차세대 IGCC ○ 저비용, 고성능 IGCC 설계/제작/운영기술 확보 ○ 액화공정(CTL: Coal to Liquid) 기술개발
1단계(∼2010) 기술도입 단계	○ 가스화 공정 기술도입 및 설계 기술 개발 ○ 300MW급 IGCC 플랜트 건설 및 실증운영
2단계(∼2020) 고유모델 기술개발	○ 한국형 300MW급 IGCC 개발 ○ 국내 기술에 의한 IGCC 설계/제작/건설 기술개발
3단계(∼2030) 국내외 플랜트 건설 수출	○ 한국형 600MW급 IGCC 국내보급 및 해외 수출 ○ 차세대 IGCC 기술개발

자료: 제3차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획('09~'30)

〈표 II-13〉 석탄이용분야 기술개발 로드맵

단 기 ('09 ~ '10년)		중 기 ('11 ~ '20년)									
'09년	'10년	'11년	'12년	'13년	'14년	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년
300MW 실증 플랜트 설계											
		300MW 실증플랜트 제작/ 건설, 실증운영, 설비개선									
장 기 ('21 ~ '30년)											
'21년	'22년	'23년	'24년	'25년	'26년	'27년	'28년	'29년			
한국형 600MW IGCC 플랜트 보급, 해외 수출											
5,000배럴/일 액화공정 개발											

자료: 제3차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획('09~'30)

3. 이명박 정부 100대 국정과제

이명박 정부는 선진일류국가 비전을 실현하기 위한 5대 국정지표별로 각각 4개씩의 국정전략을 배치하고, 각각의 국정전략을 실행하기 위한 대국민약속으로서 총 100개 국정과제를 제시하였는데, IGCC는 이명박 정부의 100대 국정과제 중 전략 7(녹색성장을 통한 새로운 일자리 창출) 과제 31번(친환경산업과 에너지 절감의 핵심 인프라 조성)에 CTL, 연료전지 등과 함께 9대 그린에너지 기반기술에 포함되어 있다.

〈표 II-14〉 이명박 정부의 100대 국정과제 중 전략 7

번호	과제명	추진시한	주관기관
7	녹색성장으로 새로운 일자리를 만들겠습니다.	'12하반기	지식경제부
	○ 과제31 친환경산업과 에너지 절감의 핵심 인프라를 조성하겠습니다. - IGCC, CTL, 연료전지 등 9대 그린 에너지 기반기술 확보		

자료: 이명박 정부 100대 국정과제

제3절 국내 발전부문 현황

1. 국내 발전설비 현황

2009년 현재 국내 총발전설비용량은 73,470MW 규모이며, 이 중 기저발전용량이 차지하는 비중은 57.0%(원자력 24.1%, 석탄 32.9%)이고 첨두부하를 주로 담당하는 가스발전용량이 차지하는 비중은 24.3%이다.

〈표 II-15〉 전원별 발전설비용량 및 구성비(2009년)

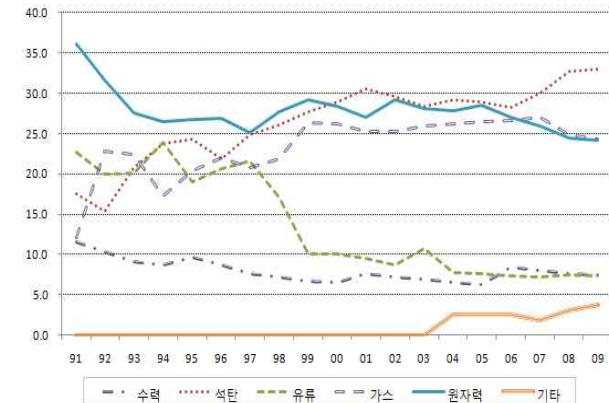
(단위: MW, %)

수력	석탄	유류	가스	원자력	기타	계
5,515	24,205	7,048	17,850	17,716	1,136	73,470
(7.5)	(32.9)	(9.6)	(24.3)	(24.1)	(1.5)	(100.0)

자료: 전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSIS).

발전설비용량의 전원별 비중을 살펴보면, 원자력발전설비의 비중이 1994년 이후 증가세를 지속하여 1999년 이후 27~28% 수준에서 안정적인 모습을 보이다가 2009년에는 24.1% 수준으로 하락하고 있으며, 석탄발전설비의 비중은 1991년 이후 2001년까지 증가하다가 이후 28~29% 수준에서 안정적인 모습을 보였으며, 2009년에 32.9% 수준으로 다시 상승하는 추세를 보인다. 가스발전설비의 비중은 1999년까지 상승하다가 이후 26% 전후 수준을 유지하였으며, 2008년에는 24.8%, 2009년에는 24.3로 다소 하락하였다. 2001년 대비 2009년의 설비 증감률을 보면, 석탄발전설비가 55.8% 증가하였고, 가스발전설비는 38.7%, 원자력발전설비는 29.1% 증가 하였다.

〔그림 II-1〕 전원별 발전설비 비중 추이



자료: 전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSIS)

2. 전원별 발전량 추이

2009년 전원별 발전량을 보면, 기저발전기가 78.7%(원자력 34.1%, 석탄 44.6%)의 비중을 차지하고 있으며, 첨두부하를 주로 담당하는 가스발전기가 15.1%를 차지하고 있다.

〈표 II-16〉 전원별 발전량 및 구성비(2009년)

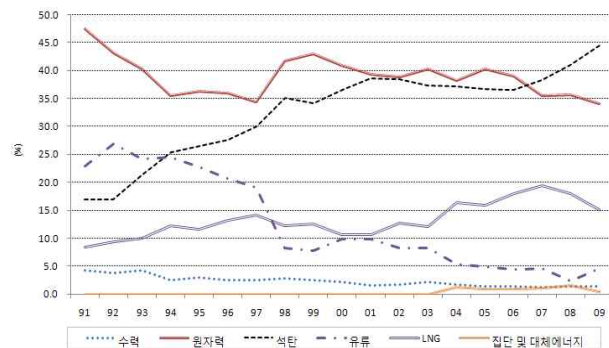
(단위: GWh, %)

수력	원자력	석탄	유류	가스	대체에너지	합계
5,641	147,771	193,216	19,912	65,273	1,791	433,604
(1.3)	(34.1)	(44.6)	(4.6)	(15.1)	(0.4)	(100.0)

자료: 전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSIS).

전원별 발전량 비중추이를 살펴보면, 원자력발전량의 비중은 2001년 이후 38~40% 수준을 유지하다가 2008년에는 35.7%, 2009년에 34.1% 수준으로 하락하였으며, 가스발전량의 비중은 2001년(10.7%) 이후 빠르게 상승하여 2007년 19.4% 수준으로 증가하였다가 2008년과 2009년에 각각 17.9% 및 15.1% 수준으로 다소 하락하는 모습을 보이고 있다. 가스발전량의 비중은 2001년(10.7%) 이후 빠르게 상승하여 2007년 19.4% 수준으로 증가하였다가 2008년과 2009년에 각각 17.9% 및 15.1% 수준으로 다소 하락하였다. 2001년 대비 2009년의 전원별 발전량 증감률은, 석탄발전의 경우 75.1% 증가하였으며, 가스발전 또한 114.4% 증가한 것에 비해 원자력발전량은 31.8% 증가하는데 그치고 있다.

[그림 II-2] 전원별 발전량 비중 추이



자료: 전력거래소, 전력통계정보시스템(EPSIS).

제4절 석탄가스화 복합발전(IGCC) 원리

1. IGCC 기술 개요

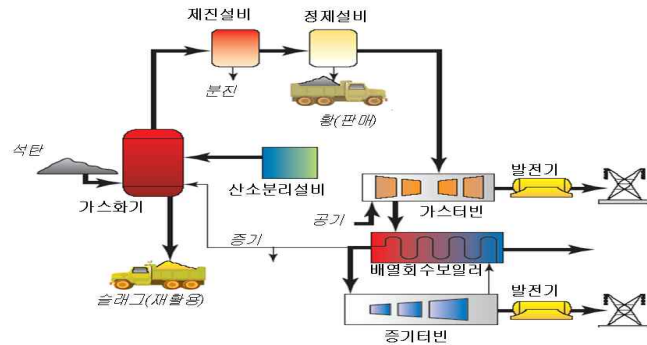
석탄가스화 복합발전(IGCC)은 기존 미분탄 화력 발전방식에 비해 발전효율이 높고 환경오염 물질인 황·질소 산화물의 감소효율이 우수한 것으로 알려지고 있다. 특히 발전효율이 높아 동일한 전력생산을 위해 연료공급량이 줄어들기 때문에 지구 온난화의 주된 원인으로 알려져 있는 이산화탄소의 배출량이 대폭 감소한다. 또한 석탄가스 중 일산화탄소(CO)는 수소로 치환이 가능하고 이때 발생하는 고농도의 이산화탄소(CO₂)는 별도 분리하여 제거가 가능하기 때문에, 향후 이산화탄소 저감에 용이한 기술로 각광받고 있다. 그리고 석탄가스화 공정을 통해 생산된 합성가스는 가스터빈의 연료로 사용함은 물론 화학제품 원료 또는 연료전지의 연료로도 사용이 가능하다.

이 기술은 지금까지 선진국을 중심으로 공정개발이 진행되어 왔으며, 현재는 상용화 초기단계로서 초기투자비의 저감과 설비신뢰도 향상을 위한 기술개발이 추진되고 있다. 우리나라도 1990년대부터 기술개발을 추진하여 왔으나 아직 초보적인 단계에 머물러 있다. 정부에서는 IGCC의 조기 정착과 설계 및 운영기술 자립을 통한 수출상품화를 위해 2006년부터 IGCC 실증플랜트 개발 사업을 추진하고 있으나 국내에 기반기술이 부족하여 시스템 최적화를 위해 많은 기술적인 사항이 고려되어야 한다.

2. IGCC 기술의 원리

IGCC는 연료인 석탄을 고온·고압의 가스화기에서 가스화시켜 일산화탄소와 수소가 주성분인 합성가스를 만들어 정제공정을 거친 후 가스터빈 및 증기터빈을 구동하는 복합사이클 발전기술이다. 연료로는 석탄뿐만 아니라 중질잔사유, 바이오메스 등을 사용할 수 있으며 일반적으로 가스터빈이 총 출력의 60%, 증기터빈이 40%의 전력을 생산한다.

[그림 II-3] IGCC 공정도



3. IGCC 기술의 특징

IGCC는 가스터빈 복합사이클로 구성되므로 플랜트 열효율이 기존 석탄발전방식에 비해 2%p 정도 높아 연료비 절감이 가능하다. 또한 IGCC 발전설비는 다양한 종류의 연료를 사용할 수 있으며, 특히 미분탄 발전설비에서는 사용이 제한적인 수분 함량이 높은 갈탄이나 회분의 용점이 낮은 탄도 사용이 가능하다.

IGCC는 기존 석탄발전소에 비해 열효율이 높으므로 단위 발전량당 이산화탄소 배출량이 적고, 황산화물, 질소산화물, 분진 등의 대기환경 오염물질 발생량도 기존 미분탄 발전소와 비교해서 매우 적은 수준이며, 플랜트 출력에 대한 증기터빈 출력의 비가 낮기 때문에 온배수의 발생량을 줄이는 등 환경성이 우수한 것으로 알려져 있다. 석탄 회분(ash)은 고온의 가스화기에서 유리질의 용융 슬래그로 배출되므로 미연탄소 함량이 낮고 금속류의 용출도 거의 없으며, 미분탄 보일러의 회분과 비교하여 비중이 높아 매립지 용적도 절반 정도로 줄일 수 있고 대부분 재활용이 가능하다.

IGCC는 CCS와의 연계가 용이하고 화학연료 생산, 석탄액화, 합성 천연가스 생산 등 적용분야가 다양하다는 기술적인 특성도 지니고 있다.

다만 석탄가스화 설비는 가스화 효율을 높이기 위해 일반적으로 고온 및 고압으로 운전되고 합성가스가 부식성이 높아 고합금강 재료를 사용해야 하므로 초기 투자비가 타 발전설비에 비하여 높다. 그리고 단위 시스템이 다소 복잡하여 초기 상업운전 중인 발전소에서는 운전신뢰도가 낮은 문제가 있었으나, 최근에는 설비의 문제점

을 대부분 해결하고 운전기술도 향상되어 이용률이 80%수준에 이르고 있다.

〈표 II-17〉 미분탄 화력발전과 석탄가스화복합발전 비교

구 분		미분탄 화력발전	가스화 복합발전
발전효율(%)		37~40	40~45
환경특성	SOx(ppm)	150	20
	NOx(ppm)	200	30
	분진(mg/cm)	40	3

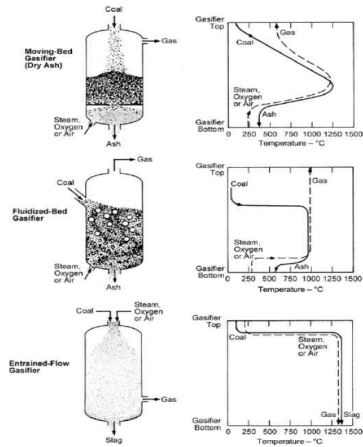
4. 석탄가스화 복합발전 구성요소

최근의 IGCC 플랜트의 주요 블록구성은 아래 그림과 같다. 석탄은 가압 상태(30~80 bar)로 가스화기로 공급되어 가스화기에서 부분적으로 산화된다. 가스화기는 산화제로 산소를 사용하므로 공기분리장치(ASU, Air Separation Unit)가 필요하다. 분류층 슬래그 가스화기는 1500 ℃ 이상에서 운전되는데, 이는 고온을 유지함으로써 낮은 점도에서 회분을 액체 슬래그로 변환하여 가스화기 외부로 쉽게 배출하기 위함이다.

고온의 미정제 석탄가스(raw syngas)는 화학에너지(발열량)뿐만 아니라 현열을 포함하는데, 이 현열은 증기터빈 구동용 증기를 생산하기 위해서 열교환기에서 회수될 수도 있다. 이러한 목적으로 석탄가스 냉각기를 이용하면 효율은 증가하지만 자본비용이 커진다. 이론적으로는 미정제 석탄가스를 냉각하지 않고 정제하는 편이 가스터빈으로 공급될 때 현열이 가장 효과적으로 이용된다는 점에서 바람직하겠지만, 현재까지 입증된 가스정제기술은 거의 대기온도에서 운용하고 있다. 가스정제 공정에서 분진, 유황, 기타 불순물들이 제거되며, 동시에 CO2도 포집 가능하다. 석탄가스의 높은 분압과 낮은 부피유량 때문에 가스정제 공정은 기존의 연도가스 정제에 비하여 효율적이며 적은 비용이 소요된다. 이후 청정 석탄가스(clean syngas)는 발전을 위하여 가스터빈으로 공급된다. 석탄가스를 연료로 사용하는 가스터빈은 천연가스를 연료로 사용하는 가스터빈의 연소기와 운전 조건 등을 변경하여 현재 상업 운전이 가능하다.

을 의미하며, 이는 곧 냉가스 효율(Cold Gas Efficiency)⁴⁾이 낮아짐을 뜻한다. 그러나 석탄가스 냉각기를 설치하여 발전에 필요한 증기를 생산함으로써 현열 에너지의 일부를 회수할 수도 있다.

[그림 II-5] 가스화기 종류별 온도특성



<표 II-19> 주요 분류층 가스화기의 기술 특징

기술 명칭 설계 특징	GE Energy	Conocophillips	Shell
급탄시스템	물 슬러리 상태의 석탄	물 슬러리 상태의 석탄	건탄, 록 호퍼 및 공압 이송
가스화기 구성	단단 하향류	2단 상향류	단단 상향류
가스화기 벽	내화벽	내화벽	수냉벽
압력 (psig)	500 - 1000	600 이하	600 이하

4) 냉가스 효율은 석탄의 화학에너지로 나눈 석탄가스의 화학에너지로 정의됨. 효율 수치를 언급할 때는 고위발열량 또는 저위발열량이 전제되어야 함.

2) Shell 및 GE 가스화기

상업화 경험이 가장 많은 가스화기라는 사실을 제외하고도, Shell과 GE 가스화기 기술은 자본비용과 효율의 측면에서 분류층 가스화기의 종류를 대표하기에 충분하다. Shell 기술은 효율이 가장 높지만 자본비용이 가장 높은 반면, GE 기술은 효율이 가장 낮지만 자본비용은 가장 저가이다.

Shell 석탄가스화 공정은 건식시스템을 이용한다. 석탄은 미분화되어 록 호퍼(lock hopper)에서 질소로 가압되기 전에 대개 2% 수분 이하까지 건조된다. 상업화를 통해 가스화 압력은 약 40 bar까지 입증되었으며 운전온도는 1,500℃를 넘기도 한다. 가스화기 내벽 온도를 제어하기 위해서 물이 수냉벽을 순환하면서 발전 사이클에 이용할 증기를 발생시킨다. 회분은 슬래그로 변환되어 대부분이 액상 유동으로 가스화기에서 배출되어 수조에서 고형화된다. 나머지 슬래그는 가스흐름과 동반하므로 후속 공정기기의 오염 가능성이 제기된다. 따라서 점착성 표면에 비산회분이 달라붙지 못하도록 찬 석탄가스를 순환시켜 고온 석탄가스를 급랭한다. 급랭 후에 미정제 석탄가스의 현열은 석탄가스 냉각기에서 회수되며, 캔들 필터같은 건식 고형물 제거 시스템은 비산회분을 분리해낸다. 마지막으로, 습식 세정시스템이 나머지 입자들과 기타 불순물을 아주 낮은 수준으로 제거한다.

GE 가스화기는 습식시스템을 이용한다. 석탄과 물은 분쇄기로 이송되어 슬러리로 만들어지고 80 bar 이하의 압력으로 가압되어 가스화기로 공급된다. 가스화기는 내화물질로 라이닝이 되어 있어 대개 약 1400℃에서 운전된다. 석탄가스 대류 냉각기에서 현열이 한 차례 더 회수된다.

GE 가스화기는 슬러리의 수분을 완전히 기화하기 위해서 더 많은 열이 필요하므로 더 많은 산소가 요구된다. 더 많은 산소소비량은 효율 감소에 두 가지 나쁜 영향을 미친다. 첫째로는 더 많은 석탄이 산화되기 때문에 냉가스 효율이 떨어진다. 둘째로는 산소 생성을 위한 소내전력 소비량이 증가한다. 건식시스템의 Shell 가스화기는 상대적으로 산소 소요량이 적으므로 열역학적으로 효율이 높다.

나. 가스정제

1) 미정제 석탄가스의 화학적 성분

분류층 슬래그화 가스화기 출구의 주요 성분들은 CO, H₂, CO₂, H₂O이다. 얼마간의 N₂, Ar 및 소량의 CH₄도 존재한다. <표 II-20>은 미정제 석탄가스에 존재할 수 있는 기타 성분들 가운데 주요한 것들을 정리하고 있다.

〈표 II-20〉미정제 석탄가스 중의 일부 미량 성분

유황화합물	H ₂ S, COS
질소화합물	HCN, NH ₃
염소화합물	HCl, NH ₄ Cl, 기타 MeCl
비산회/슬래그	비전환 탄소 및 회분

□ 유황화합물

급탄 중 유황의 대부분(>90 %)은 황화수소(H₂S)로 변환되고 나머지는 황화카르보닐(COS)로 변환된다. SO_x와 CS₂ 같은 화합물들은 사실상 석탄가스에는 존재하지 않으며, 석탄 중 유황의 99.8%는 산성가스 제거공정에서 제거될 수 있다. COS는 쉽게 제거되지 않으므로 이를 산성가스 제거 전에 H₂S로 변환하기 위해서 가수분해장치(CO₂ 포집의 경우 전환반응기)가 필요하다.

□ 질소화합물

질소는 (석탄 또는 산소 흐름과 함께 공급되는) 분자 질소로서, 그리고 연료 중의 질소 성분으로서 가스화기로 들어간다. 가스화기는 대개 얼마간의 시안화수소(HCN)와 암모니아(NH₃)를 발생시키지만 O₂가 과잉상태가 아니기 때문에 (환원상태) NO_x량은 무시할 정도인 것으로 알려져 왔다. 대부분의 HCN와 NH₃은 강한 화학결합을 하는 분자 질소가 아니고 연료 중의 질소에서 유래하는 것으로 보인다. HCN와 NH₃의 비율은 석탄의 특성에 따라 달라진다. HCN에 관한 다음의 두 가지 잠재적인 문제도 고려해야 한다. 첫째 HCN은 아민과 반응하여 이를 분해하며, 둘째 HCN은 일부 촉매공정(예를 들어, Fischer-Tropsch 합성)에 촉매독(catalyst poison)으로 작용한다. HCN과 NH₃은 물에 대단히 잘 용해되므로 수세정 중에 제거될 수 있다.

□ 염소화합물

석탄에 함유되어 있는 염소의 대부분은 염화수소(HCl) 가스로 변환되며, 석탄 중의 금속성분은 용점이 350~380℃ 범위의 염화나트륨(NaCl) 같은 염화물들을 만들기도 한다. 석탄에서 생성되는 염소화합물은 암모니아와도 반응하여 280℃ 부근에서 고체로 변하는 염화암모늄(NH₄Cl)을 형성하기도 한다. 염화물은 석탄가스 냉각 시

표면을 오염시킬 수 있으므로 설계 시에 이 점을 유의해서 다루어야 한다. 염화물의 대부분은 수세정기에서 제거된다.

□ 고체탄소 및 회분(ash)

미전환 탄소(unconverted carbon)와 회분의 일부는 항상 가스화기 출구흐름에 편승하며, 급랭(quench)으로 이들 입자의 점착성을 없애서 오염 문제를 확실하게 방지한다. 필터나 세정기에서 포집된 후에도 이들 입자는 가스화기로 재순환하여 탄소전환 효율을 높이기도 한다.

2) 석탄가스 급랭

가스화기 반응기 출구에서 석탄가스의 온도는 약 1,500℃이며 비산회분은 액상이다. 하류 공정기기의 오염을 방지하기 위해서, 슬래그를 급랭하여 고체화함으로써 점착성을 제거할 필요가 있다. 급랭에는 다음과 같은 4가지의 주요 대안들이 있다: 석탄가스 복사 냉각 (Radiant Syngas Cooling); 물 급랭 (Water Quench); 가스 재순환 급랭 (Gas Recycle Quench); 화학적 급랭 (Chemical Quench).

석탄가스 복사 냉각기는 GE 가스화기의 한 버전에서 채택하고 있다. 이 냉각기에서 고온 가스는 복사 보일러로 유입되어 포화증기를 발생한다. 냉각기는 오염되기 쉬운 고가(高價)의 기기이다. Tampa IGCC 실증플랜트에서는 석탄가스로부터 냉각기의 셸을 보호하는 실(Seal)에 문제가 생겨 1997~2001년 사이에 5회의 사고정지를 겪기도 하였다.

물 급랭은 석탄가스의 현열을 이용하여 물을 기화한다. 급랭은 석탄가스가 수증기로 포화되는 GE 가스화기의 가장 단순한 버전에서처럼 완전한 급랭일 수도 있고, 석탄가스가 약 900℃까지만 냉각되는 부분적인 급랭일 수도 있다. 후자의 경우 고압 증기 발생에 의한 열회수 공정이 포함될 것이다. 두 경우 모두 물을 추가하면 수성가스 전환반응이 촉진되어 H₂/CO 비율이 증가하며, 이는 CO₂ 포집에 유리하게 작용한다.

냉각된 석탄가스의 재순환에 의한 급랭은 Shell 가스화기에 적용된다. 캔들 필터에서 입자들을 제거한 후, 약 300℃ 온도의 석탄가스 흐름의 절반 정도는 다시 압축되어 가스화기 출구로 재순환한다. 재순환 흐름과 1,500℃의 고온 석탄가스를 혼합하여 약 900℃까지 냉각시킬 수 있다. 이때 열은 석탄가스 대류 냉각기에서 회수된다.

화학적 급랭은 아직 경험이 많지 않으나 관심을 끌 만한 몇 가지 장점을 지니고 있다. 화학적 급랭의 원리는 고온가스의 현열을 이용하는 제2의 가스화 단계를 추가

하여, 산소가 아니고 물로 급탄을 가스화하는 것이다. 이렇게 하면 제2단계가 확실한 비슬레그화 공정이 된다. 출구가스 온도가 떨어져 현열이 적어지기 때문에 냉가스 효율은 상승한다. 그러나 가스 정제를 더욱 복잡하게 만드는 타르가 얼마간 발생할 수 있다는 것이 한 가지 단점이다. ConocoPhilips의 습식 가스화기(E-gas)는 이 원리를 구체화한 것이다.

3) 석탄가스 냉각기

고온 가스를 물로 완전히 급랭하지 않았을 경우 그 온도는 대개 약 900℃이므로 하류의 가스 정제 공정으로 들어가기 전에 추가적인 냉각이 필요하다. 증기 발생을 위한 석탄가스 냉각기에는 연관보일러(Fire Tube Boiler)와 수관보일러 (Water Tube Boiler)의 두 가지가 있다. 두 종류 모두 각기 다른 발전소에서 성공적으로 운용되고 있다. 둘 가운데 연관보일러는 비용이 낮다. 연관보일러에서 고온 미정제 석탄가스가 관 내부에서 흐르는 동안 관의 바깥쪽에서는 고압증기가 발생한다. 설계에 따라서 최대 증기압력은 100~150 bar 범위이다. 수관보일러는 더 높은 증기압력에서 운전될 수 있다는 장점이 있다.

4) 입자 제거

건식 고형물 제거 시스템들은 캔들 필터를 사용하여 가스에서 비롯되는 모든 고형물들을 300~500℃ 온도 범위에서 제거한다. 500℃를 넘는 온도에서는 상당량의 알칼리 화합물들이 필터를 통과할 수 있으나 300℃ 미만에서는 필터가 염화암모늄(NH₄Cl) 침전물로 인해 막힐 수 있다. 상류에 사이클론을 설치하여 필터에 걸리는 하중을 감소시켜 파손의 위험을 줄인다.

습식 고형물 제거 시스템은 가스의 노점 이하에서 운전하는 수세정기를 이용, 가장 작은 입자들이 응축을 위한 핵으로 작용하게 하여 효율적인 운전을 보장한다. 캔들 필터를 설치한 IGCC 플랜트라고 하더라도 염화물과 암모니아 같은 나머지 불순물들을 제거하기 위해서 대부분 습식 세정시스템도 추가한다.

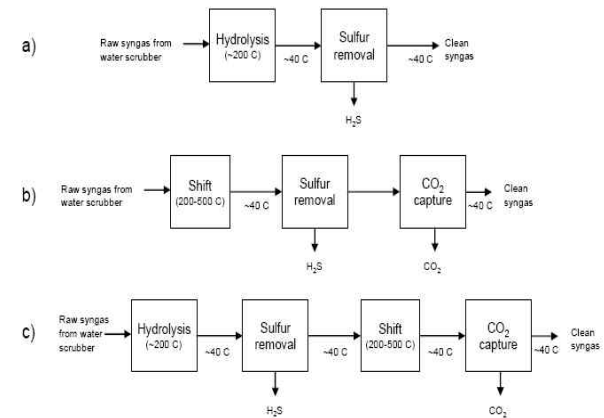
5) 전환 (Shift)

수성가스 전환반응은 H₂를 더 많이 그리고 CO를 더 적게 생성하기 위해서 석탄 가스의 화학적 성분을 바꾸는 데 이용한다.



몰당 발열량은 CO(283.0 MJ/kmol)보다 H₂(241.8 MJ/kmol)의 경우가 더 적으며, 이는 화학에너지가 열로 변환되었음(발열반응)을 의미한다. 최대 수소 발생을 위한 평형상태를 위해서는 저온이 유리하다. 반응은 대개 고온 전환과 저온 전환의 두 단계로 이행되므로 높은 온도에서는 반응속도가 높아서 유리하며 낮은 온도에서는 알맞은 평형상태를 얻기에 유리하다. 운전온도는 촉매제를 달리하면서 대개 200~500℃ 범위로 유지한다. 최소 물 H₂O(CO)의 비율은 약 2 정도이다. 석탄가스에 수증기가 충분히 함유되어 있지 않으면 증기사이클의 증기를 추출하여 이용한다.

[그림 II-6] 단순화한 공정 흐름도



주: a) 전환 없음, b) 산성전환, c) 청정전환

[그림 II-6]는 CO₂ 포집을 하는 경우와 하지 않는 경우의 주요 가스정제 공정을 나타낸다. CO₂ 포집이 고려되지 않으며 석탄가스는 터빈에 공급하기 위해서만 (화학적 생성이나 연료 생성은 없음) 사용될 경우 전환은 고려할 필요가 없다. 그러나 이런 경우 탈황을 더 용이하게 하기 위해서 COS를 H₂S로 전환할 별도의 가수분해 반응기(Hydrolysis Reactor)가 필요하다. 전환반응이 있을 경우 이 전환은 동시에 발생하므로 별도의 반응기가 필요 없다. CO₂ 포집을 검토하는 경우에 전환반응을 위해서는 산성전환(Sour Shift 또는 Raw Shift)과 청정전환 (Clean Shift)의 두 가지 대체 공정이 있다.

급랭을 하는 GE 가스화기는 분명히 청정전환에 적합하지 않은데, 이는 석탄가스 중에 다량의 유용한 증기가 탈황 전에 응축되어야 할 뿐 아니라 전환 전에는 다량의 증기를 추가 공급해야 하기 때문이다. Shell 가스화기의 경우, CO₂가 적게 존재하므로 청정전환이 촉매제가 저렴하며 탈황이 용이하다는 등의 몇 가지 장점이 있다. 그러나 IGCC 플랜트의 경우 가열과 냉각이 더 빈번한 비교적 복잡한 청정전환이 자본비용(+\$77/kW)과 효율(-1.5 %)의 측면에서 불리한 것으로 알려져 있다.

6) 탈황

탈황 공정은 다음과 같이 3단계로 구성된다: ① 산성가스 제거 (AGR, Acid Gas Removal); ② 유황 회수 (SR, Sulfur Recovery); ③ 말단가스 처리 (TGT, Tail Gas Treating).

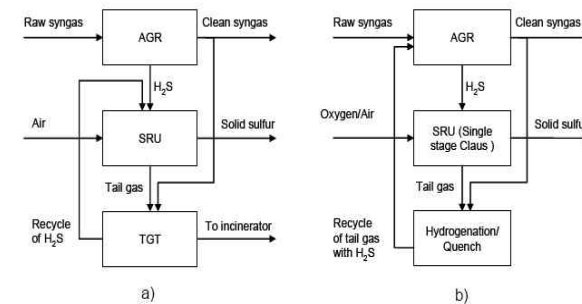
AGR 공정은 석탄가스로부터 유황을 제거한다. 오늘날의 IGCC 플랜트에서 AGR 공정은 액체용매의 유황 흡수작용에 의존하며 화학적 용매 AGR 공정과 물리적 용매 AGR 공정으로 분류된다. 두 방법은 정제 석탄가스 내의 총 유황(H₂S + COS)을 20 ppmv 미만의 수준까지 저감할 수 있다. CO₂ 포집의 경우 제2단 AGR을 추가하여 탈황 석탄가스로부터 CO₂를 제거하게 된다. 석탄가스를 화학제품 생산에 이용하게 될 경우 촉매 이후의 공정 기기를 보호하기 위해서 좀 더 완전한 탈황이 요구된다. 그럴 경우 비교적 고가의 물리적 용매 AGR 공정이 적용되기도 한다. 이 공정은 메탄올 및 암모니아와 같은 화학적 용매에서 하나의 표준 솔루션이다. 화학적 용매 AGR 공정 또한 용매를 재생하기 위한 탈거공정에서 증기가 필요한 반면, 물리적 용매들은 플래시 기법만으로 재생된다.

SR을 위한 표준 솔루션은 공기 또는 산소를 사용하는 부화량론(substoichiometric combustion)에 의해서 H₂S로부터 원소 유황을 생산하는 Claus 공정이다. 현재 이 공정의 여러 가지 버전이 이용가능하다. 유황은 액체 혹은 고체 형태의 원소 유황이나 황산으로 정착된다. 열역학적으로 Claus 공정은, 대체로 H₂S와 SO₂를 포함하지만 소량의 COS, CS₂ 및 원소 유황증기도 함유하는, 말단가스를 어느

정도 처리하지 않고는 유황 회수 정도를 충분히 높이지 못하게 되어 있다.

TGT 공정은 유황종(sulfur species)의 수소처리(hydrogenation)로 H₂S로 전환한 후 이를 액체용매로 흡수하는 공정이다. [그림 II-7]은 두 가지 선택적 TGT 배열을 나타내는데, a)안에서 제2의 전용 흡수기는 수소처리(hydrogenation)/가수분해(hydrolysis) 단계 (TGT의 첫 부분)를 떠나는 가스로부터 H₂S를 포집하기 위해서 사용하며, b)안에서는 이 가스를 AGR 장치로 재순환한다. 가장 널리 이용되는 SCOT (Shell Claus Off-gas Treating)는 a)안을 적용하는 반면, Puertollano 및 Sarlux IGCC 플랜트들은 소각기 배출물을 제거하는 b)안을 이용하였으며 최근의 IEA 엔지니어링 연구에도 b)안이 선택되었다.

[그림 II-7] TGT 선택적 공정



주: a) H₂S를 포집하는 전용 흡수기. b) H₂S 포집을 위해서 상류 흡수기와 통합

7) CO₂ 포집

CO₂ 포집을 위해서는 탈황 석탄가스 처리에 필요한 제2단계를 AGR 공정에 추가해야 한다. 한 흐름 안에서 H₂S와 CO₂의 결합 포집을 하여도 하류 공정의 저장에 지장을 없을 경우 AGR 공정이 한층 단순해지며 탈황 공정에서 SRU와 TGT 장치가 필요없기 때문에 큰 비용 절감이 가능하다. 이런 절감액을 계량화한 한 연구 결과를 <표 II-21>에 정리하였으며, 표에서 CO₂ 포집에 기인하는 kW당 자본비용의 증가가 약 25% 절감됨을 알 수 있다.

〈표 II-21〉 CO₂와 유황의 결합포집에 대한 이득의 기술 평가

구 분	Shell IGCC	GE IGCC
포집 불이익, 기본단위 포집 (\$/kW)	489	308
포집 불이익, 결합 포집(\$/kW)	355	227
결합 포집의 이득 (\$/kW)	134	81
결합 포집의 이득 (%)	27%	26%

다. 공기분리

IGCC 플랜트에서 산소 생성을 위해서 이용하는 상업화 기술은 극저온 공기 분리로서, 저온에서 증류법으로 구성 가스들에 포함된 공기를 분리하는 기술로 정의된다. 저온 공기분리 공정은 O₂ 생산 용량 3,200톤/일의 단일 트레인으로 되어 있으며 신뢰도가 높은 것으로 인식된다. 기술의 주요 공급자들은 Air Products, Air Liquide, BOC Gases, Praxair, Linde 등이다.

공기분리 공정의 주요 에너지 수요는 공기압축이다. 대개 ASU로 유입되는 공기는 약 5 bar까지 압축된다. 산소(대개 부피로 95 % O₂, 3.5 % 공기 및 1.5 % N₂)와 질소 생성물 흐름들은 약 1 bar로 이용한다. 그러나 공기분리 공정은 ASU로 공급되는 공기가 가스터빈 출구 압력에 가까운 높은 압력에서도 운전한다. 이 때문에 가스터빈 압축기로부터 ASU 공기의 일부 내지 전부를 공급할 수 있다. 이 경우에 ASU 생성물 흐름들은 약 5 bar이므로 재압축의 필요가 줄어든다.

라. 가스터빈

가스터빈은 천연가스 혹은 연료유에 맞게 설계되었지만 석탄가스 운전용으로도 공급된다. GE, Siemens, Mitsubishi, Alstom 등은 대규모 IGCC 플랜트에 적용될 수 있는 가스터빈을 공급한다. 미국 내의 두 석탄 IGCC 실증플랜트 (Tampa와 Wabash)는 GE 7FA 터빈을 사용하며, Buggenum과 Puertollano의 두 유럽 IGCC 실증플랜트는 Siemens SGT5-2000E (이전에는 V94.2로 지칭)와 SGT5-4000F (이전에는 V94.3으로 지칭)를 사용한다.

1) 가스터빈의 NO_x 배출

천연가스로 운전하는 가스터빈은 소위 건식 저 NO_x (DLN, Dry Low-NO_x) 연소기를 사용한다. 이 연소기에서 연료는 공기와 예혼합되어 최대 화염온도를 낮추므로 열적 NO_x의 생성을 저감한다. 이들 연소기가 건식으로 지칭되는 이유는 화염온도를 낮추기 위해서 (이전의 방식과는 달리) 물 혹은 증기 분사를 일절 하지 않기 때문이다. 그러나 석탄가스나 수소 혼합연료를 사용할 경우 DLN 연소기는 수소의 높은 화염전파속도 및 넓은 가연범위에 기인하는 역화의 위험 때문에 사용할 수 없다. 그러므로 NO_x 제어를 위해서 희석제를 첨가하는 재래식 확산연소기를 이용할 필요가 있다. 기존 IGCC 실증플랜트에서 사용되는 연료희석방법에는 물을 주입하여 포화증기 상태의 석탄가스를 만드는 방법과 공기분리장치에서 생산된 질소를 주입하는 방법이 있다. 이 방법으로 Tampa 발전소에서 배기가스 중의 NO_x 농도가 약 10 ppmv (15 % O₂ 기준)까지 저감할 수 있음이 입증되었다. 이용 가능한 기술로 이 수치보다 더 낮은 NO_x 배출량을 달성하려면 IGCC 플랜트에서는 간단치 않은 선택촉매환원(SCR)과 같은 연소후 정제시스템이 추가되어야 한다.

2) 석탄가스 연소 가스터빈

천연가스에 비해서 부피당 발열량이 약 25% 밖에 안 되는 석탄가스는 (파워블록의 효율을 높게 유지하기 위해서 바람직함) 동일한 터빈 입구온도로 유지하기 위해서 유량이 대략 4배 이상이 되어야 한다. 연료의 질량유량 증가, 곧 가스터빈을 통과하는 질량유량 증가는 터빈의 출력을 증가시킬 수 있다. NO_x 제어를 목적으로 연료를 질소 또는 물로 희석할 경우, 가스터빈 출력이 증가될 가능성은 더욱 높아진다. 예로서, GE는 현재 자사의 7FA의 정격을 천연가스용은 171.7 MW로, 그리고 석탄가스용은 197 MW로 하고 있다.

그러나 검토 중인 가스터빈 기술과 연료에 따라서 이러한 출력 증가 가능성을 전적으로 구현하기에는 압축기 서지, 가스터빈 로터 토크, 터빈입구온도 및 고온부품 수명과 같은 여러 가지 제약조건들이 있다.

□ 압축기 서지에 의한 제한

터빈을 통과하는 질량유량의 증가에 따라 압축기 출구 압력(배압)이 너무 심하게 증가하면서 압축기가 서지를 일으켜 공기유량이 더 이상 유지되지 않을 수 있다. 압축기가 서지를 일으키지 않고 견딜 수 있는 압력증가의 크기를 압축기 서지 한계라

고 하며, 이 한계는 주어진 압축기의 설계 특성이다. 그러므로 서지가 어떤 문제가 되느냐의 여부는 가스터빈의 형식에 따라 달라지지만, 대부분의 대형 가스터빈의 경우에는 문제가 되는 것으로 판단된다. 터빈입구 (따라서 압축기 출구) 압력증가는 노즐의 고정된 기하학적 형상을 통과하는 질량유량을 더 높이기 위해 입구압력을 높이거나 입구온도를 내림으로써 초크 유량(Choked Flow)으로 만든다. 그러나, 앞에서 설명한 바와 같이, 복합사이클의 높은 효율을 보장하기 위해서 터빈 입구온도는 재료에 의한 한계 이내에서 가급적 높게 유지되어야 한다. 아래에서는 서지 제한 문제를 해결하기 위한 몇 가지 방안을 설명한다.

○ 터빈 개조

터빈은 횡단면적을 증가시켜 압력증가가 적은 상태에서 유량을 늘릴 수 있도록 개조된다. GE 7FA 가스터빈을 사용하는 Tampa 발전소는 더 많은 질량유량을 처리할 수 있도록 횡단면적을 늘리기 위해서 제1단 터빈 노즐을 이전의 7F 모델의 노즐들로 교체하였다.

○ 압축기 개조

Siemens SGT5-2000E(이전의 V94.2)는 공기 통합을 하지 않고 IGCC 플랜트에서 석탄가스 운전용으로 이용할 수 있다. SGT5-2000E(LCG)(이전의 V94.2K)는 압축기 한 단을 추가하여 서지의 문제없이 더 높은 총압력비(overall pressure ratio)에서 운전할 수 있다. 공급연료로 아스팔트를 사용하며 GT와 ASU간에 통합이 없는 이탈리아의 ISAB IGCC 플랜트는 이들 두 가스터빈을 운용하고 있다.

○ GT와 ASU의 공기 통합

GT 압축기 출구 공기의 일부를 추출하여 ASU에 이용하는 원리이다. 또 ASU에서 나오는 일정량의 질소 생성물을 GT로 되돌릴 수도 있다. 이 개념을 이용하면, 되돌아가는 질소의 질량유량보다 더 많은 공기 질량유량을 추출하여, 터빈을 통과하는 총질량유량을 줄일 수 있다. Buggenum과 Puertollano의 두 유럽 발전소들은 이 원리를 적용하여 표준 Siemens 가스터빈의 이용을 가능하게 하였다. 그러므로 공기 통합은 석탄가스에 맞게 재설계를 하지 않고도 기존 가스터빈의 압축기와 터빈을 이용 가능하게 해주는 하나의 솔루션이 된다.

□ 가스터빈 토크에 의한 제한

발전량의 증가를 처리하는 가스터빈 회전자의 기계적인 능력은 GT 최대 출력에 대한 또 하나의 제약조건이다. 예를 들어, 현재의 GE 7FA는 이 제한 때문에 최대 출력이 197MW이다. GE에 의하면, 7FB(상업운전 중인 천연가스용 정격출력 184.4 MW 가스터빈)는 회전자의 토크를 늘리고 정격출력을 210MW로 하여 석탄가스로 발전을 개시할 예정이다.

□ 터빈 입구온도 및 재료 수명

터빈 입구온도(TIT)는 복합사이클의 전기효율에 관한 중요한 변수이다. 효율을 높이기 위해서는 TIT를 가급적 높게 운전하는 것이 바람직하다. 그러나 터빈의 재질을 보호하기 위해서는 냉각시스템을 설치할 필요가 있다.

천연가스를 연소하는 현대 가스터빈은 TIT가 1300℃ 이상이다(어떤 터빈들은 1400℃를 초과하기도 함). 한편, 고정자와 회전자 블레이드의 최대허용금속온도는 각각 약 870℃와 815℃이다. 금속온도가 이 한계를 초과하지 않게 하기 위해서 공기냉각과 블레이드 열차폐(thermal barriers)의 조합 기술을 이용한다. TIT를 높이고 증기냉각을 이용하여 효율을 개선한 새로운 기술들은 곧 상업화될 예정이다. 폐회로 증기냉각시스템(Closed-Loop Steam Cooling System)을 갖춘 GE의 최초 9H 가스터빈은 2003년 이래 영국의 Baglan Bay 발전소에서 운전 중이며, 동일한 가스터빈의 최초 60Hz 버전이 캘리포니아의 Calpine 발전소에서 2008년부터 운전될 예정이다.

가스터빈을 천연가스 대신에 석탄가스나 수소혼합연료로 운전할 경우 배기가스는 통상적으로 8% 정도 증가된 부피의 수증기를 함유할 수 있다. 가스터빈 배기 중 수증기의 결과적인 양은 혼합 연료의 수소 함량과 NOx 생성 저감을 위해 첨가되는 물의 양에 따라서 8%보다 낮을 수도 있고 높을 수도 있다. 배기의 수증기 부피 증가는 전열량 증가의 영향과 관계가 있기 때문에 중요하며 그 영향은 결국 금속온도를 높이므로 터빈 재료의 수명을 단축시킨다. 터빈을 통과하는 질량유량의 증가도 전열량을 증가시키는 원인이다. 그러므로 GE는 설계수명을 100% 유지할 필요가 있을 경우 터빈 입구온도(TIT)를 어떤 정도까지 낮출 것을 권장하고 있다. 수증기의 부피가 클수록 TIT를 더 많이 낮출 필요가 있다. TIT를 낮추면 발전소 종합효율에 나쁜 영향을 미치기도 한다. 그러므로 정확한 결론을 얻기 위해서는 모든 상황을 종합적으로 고려한 경제성 평가가 필요하다.

NOx 저감을 위해서 물을 사용하는 경우는 전술한 대로 몇 가지 중대한 결함이 있다. 이 때문에 GE는 물 대신에 희석제로 (ASU에 발생하는) 질소를 선호한다. 그러

나 질소 사용을 위해서는 승압압축기(booster compressor)가 필요하므로 이 또한 비용과 에너지의 측면에서 불리한 요인이다.⁶⁾

3) 수소 전소 가스터빈

석탄가스(일산화탄소와 수소의 혼합물)로 운전되는 가스터빈과는 대조적으로, 수소만을 연료로 가동하는 기존 터빈은 없다. 현재로서는 GE가 수소함량이 많은 연료들에 대해서 보증하는 유일한 공급회사이며 연료들의 규격은 최대수소함량이 65%이며 연료의 부피에너지밀도가 1,770 kcal/m³ 이상일 것을 요구한다. 이는 곧 얼마만큼의 CO가 연료에 남아 있어야 함을 의미하고, 현재의 기술로는 최대 CO₂ 포집도가 약 85%로 제한해야 함을 의미한다.

GE는 자체 연소시험설비에서 수행한 실험을 통해서, 질소와 증기로 수소를 희석하여 NOx 배출을 10 ppmvd (15 % O₂ 기준) 이하로 유지할 수 있음을 입증하였다. 가스터빈 연료로 수소 농후 혼합연료(수소와 질소 혼합물)를 사용한 결과 배기 중의 수분함량이 증가할 수 있다는 사실이 밝혀졌다. 물의 물리적 성질 때문에 터빈 내부에서 복사와 대류에 의한 열전달이 증가한다. GE는 가스터빈 연료로 수소사용을 검토할 때, 다음과 같은 항목들에 관한 추가적인 이해와 개발의 필요성을 강조한다: ① 수분함량 또는 온도가 높은 가스와 침단 블레이드 재질 및 열차폐 코팅과의 상호작용; ② 효율과 RAM (Reliability, Availability, Maintenance) 사이의 균형을 최적화하기 위한 연구 및 실험. 사실상 이 문제는 블레이드 재료와 코팅의 수명단축을 방지하기 위해서 터빈입구온도(TIT)를 낮추어야 할 가능성이 높음을 의미한다. TIT를 낮추면 결국 복합사이클의 효율이 감소한다.

제5절 IGCC 기술 개발의 해외 동향

1. 시장 동향

2000년 중반 이후 천연가스 가격 상승, 기후변화협약 등 환경규제 강화로 인해 석탄의 장점인 가격경쟁력이 훼손되지 않는 석탄발전의 대안으로 IGCC에 대한 관심이 다시 부각되고 있다. CO₂ 규제 현실화와 CCS 기술의 상업화 시기가 IGCC 확대 적

6) 질소 압축기 사용에는 전력이 필요함. ASU가 독립형 ASU에서 일반적인 1 bar의 압력으로 질소를 공급할 경우 결국 재압축 에너지가 많이 소비될 것임. 그러나 가스터빈과 통합된 ASU의 경우에 일반적인 약 5 bar의 압력으로 공급한다면 재압축 에너지가 덜 소비될 것임.

용의 핵심 관건이 될 전망이다. 미국, 캐나다, 중국 등은 IGCC 기술에 적극적인 반면, 유럽에서는 CCS 기술의 상업적 적용이 가시화되는 2015년 이후가 IGCC 기술을 확대하는 시점일 것으로 예상된다. 전 세계적으로 여러 건의 실증사업이 성공적으로 수행중이나, 기술적인 위험 및 개발비용 증가, 그리고 CO₂ 규제에 따른 전원구성의 정책적 불확실성이 여전히 존재하고 있다. 그러나 IGCC를 통해 전력생산 뿐만 아니라 합성 천연가스 생산이 가능해짐에 따라, Multi-Products로서 IGCC 기술의 가치가 향상되면서 사업자의 위험은 감소되고 있는 추세로 판단할 수 있다.

〈표 II-22〉 IGCC 기술개발 시장환경 변화 관련 핵심사항 요약

긍정적 측면	부정적 측면
○ 풍부한 석탄 매장량, 상대적 낮은 연료가격 ○ 기존 석탄발전 대비 높은 효율 향상 전망 ○ 기존 석탄발전 대비 호의적인 수용성 ○ 기존 석탄발전 대비 우수한 친환경성 ○ CO₂ 포집 시 기존 석탄발전 대비 우수한 경제성 ○ 전력생산 외에 부가가치 높은 화합물(예:석탄액화) 생산이 가능한 유연한 기술 ○ 거대 중공업체(GE, Siemens, Mitsubishi 등)의 시장진입으로 IGCC 시장 안정성 확보	○ 기존 석탄화력 대비 높은 건설/운영비용 ○ 공정간 통합의 복잡성으로 인한 기술적/운영상 위험 존재 ○ 기존 석탄화력 대비, 부족한 운영경험 ○ 지난 수년간 이용율 향상에도 불구하고 전력회사들의 이용율에 대한 의혹 존재 ○ 기저 전원(이용율 85%↑)으로서 역할 수행에 대한 불안감 존재 ○ IGCC 운영 전문인력 부족 ○ CO₂ 포집/저장 기술 불확실성에 따른 IGCC 연계 불확실성 존재

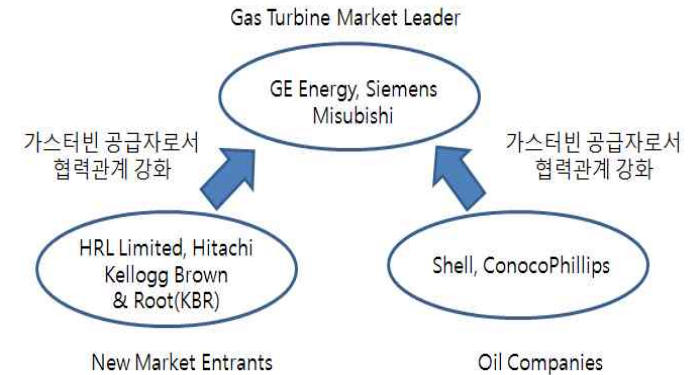
최근에는 기존의 대형 전력회사 외에 독립발전사업자 및 상류부문의 에너지회사의 참여가 증가하는 추세이다. 이러한 경향은 국제적인 이산화탄소 규제, IGCC 기술 적용 범위 확대 및 CCS 기술 상용화 가능성에 따라 기업유형별로 전략적 포지셔닝을 변화한 것에 기인한다고 볼 수 있다.

〈표 II-23〉 사업참여자 유형별 IGCC 기술개발 전략(해외 사례)

사업참여자 유형	관련 사업자	IGCC 개발 전략
전력회사	미국계 대형 전력회사 (AEP, Duke 등) RWE(독일), Enel(이탈리)	- 탄소 규제 대비 해징 - 높은 초기 비용에 대한 신기술 적용 감당한 요금기저 반영 가능
대형 독립발전사업자	NRG Edison Mission	과도한 천연가스 발전에 대한 경쟁적 우위 선점
상류부문 에너지사업자	BP, Shell, Conoco Phillips, Centrica	CO₂ 포집에 따른 EOR 활용으로 기존 유정 수명 증가

IGCC 시장은 GE, Siemens, Mitsubishi 등 IGCC 가스터빈 시장리더들이 선도하고 있으며, 이들 사업자는 플랜트 설계/엔지니어링/조달에 대한 표준화 및 기술투자에 대한 위험 감소 방안을 추진하여 IGCC 잠재적 수요자의 시장참여를 촉진하고 있다. IGCC 가스터빈 사업자 중 석유 메이저기업인 Shell과 ConocoPhillips는 가스화 원천기술을 확보하고 있으며, 전 세계적으로 4개 석탄가스화 복합발전 실증사업 중 3개 프로젝트를 추진 중이고, 석탄가스화 기술로 새로운 사업기회 창출을 도모하고 있다. IGCC에 대한 발전사업자의 관심 증가로 인해 자체 기술을 보유하고 있는 중소규모 가스화공정 기술회사들도 상업용 IGCC 기술시장에 진입하고 있는 추세이다.

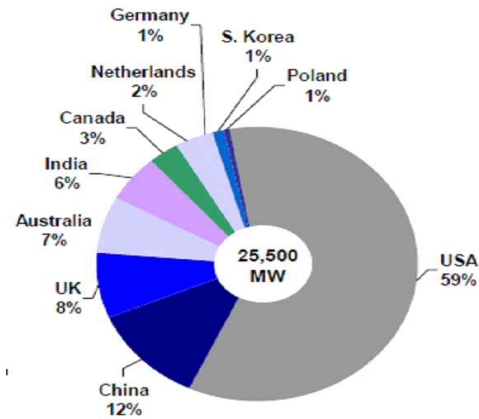
[그림 II-8] IGCC 기술 Supply Chain



2. 정책 동향

2007년 현재 10여개의 국가에서 25,500MW 규모의 IGCC 프로젝트가 진행 중이며 점차 확대되고 있는 추세에 있다. IGCC 프로젝트의 국가별 비중을 살펴보면, 미국이 전체 프로젝트 규모의 59%를 차지하고 있으며, 중국 12%, 영국 8%, 호주 7% 순으로 나타난다. 미국은 연방 정부 및 주 정부의 재정적인 지원 하에 IGCC 기술개발 및 사업화에 적극적으로 참여하고 있다. 호주 역시 미국과 같이 연방 및 주 정부의 강력한 지원하에 기후변화 대응 방안의 일환으로 청정 석탄 기술개발에 주력하고 있으며, 자국의 핵심 주력 수출품인 석탄의 경쟁력 유지를 위해 3개의 실증 프로젝트를 추진 중에 있다. 유럽의 경우에는 영국을 제외하고 IGCC 기술개발 및 사업화에 다소 소극적인 입장이지만, CCS 기술의 상용화 여부에 따라 유럽에서의 IGCC 확대 적용이 좌우될 것으로 전망된다. 중국, 일본, 인도, 한국 등 일부 아시아 국가에서도 IGCC 프로젝트를 추진 중에 있다. 중국의 경우에는 자국의 심각한 대기오염 및 풍부한 석탄자원의 효과적인 활용을 도모할 목적으로, 인도의 경우에는 자국의 저질 석탄의 활용을 촉진하기 위해, 일본의 경우에는 자국의 에너지 안보 및 지속적인 경제성장을 위한 전력 인프라 구축의 일환으로 IGCC 프로젝트를 추진하고 있다.

[그림 II-9] 국가별 IGCC 프로젝트 추진 현황(2007년 기준)



자료: Emerging Energy Research, Global IGCC Power Market & Strategies

청정석탄발전기술에 대한 세계 각국의 정책동향을 정리하면 다음의 <표 II-24>과 같다. 주요 선진국에서 수립되고 있는 정책들의 공통점은 CCS설비를 갖춘 신석탄발전소 건설을 지원하는 것이며, 온실가스의 “Near Zero Emission”을 달성하기 위해 자국의 기술수준에 맞춰 단계별로 기술개발을 추진하고 있다는 점이다. CCS기술 적용 시 기존 석탄발전소가 화학적 반응에 의한 연소 후 포집방식(Post-combustion)을 채택하는데 반해 IGCC발전소는 물리적 반응에 의한 연소 전 포집방식(Pre-combustion)의 적용이 가능하므로, 상대적으로 CO₂ 포집에 유리한 IGCC 발전소에 정책적 지원이 활발하게 이루어지고 있는 것이다.

<표 II-24> 세계 각국의 청정석탄발전기술 관련 정책동향

국가	프로젝트명	정책 지원 동향
미국	FutureGen	- IGCC를 포함한 신석탄발전소에 CCS기술을 연계, 배출물이 거의 없는 청정석탄발전소를 실현하기 위한 국가지원 프로젝트 - 현재 CCS 기술의 실증가능여부에 중점을 두고 다음의 조건을 기준으로 지원계획을 추진 중에 있음 2015년까지 건설완료 및 실증운전 - CO₂ 지하저장 운전(3년), 모니터링(2년)
일본	EAGLE	- 국가적으로 추진 중인 8대 청정에너지기술 하나로, J-POWER/NEDO의 지원 하에서 두 개의 추진방향 설정 20톤/일급의 CO₂ 포집을 목표로 하는 CCS 기술개발 - 석탄가스화 기술과 연료전지의 연계(IGFC)
중국	GuoGen	- 정부지원 하에서 추진되고 있는 청정석탄발전 프로젝트로써 다음의 단계로 구성 1단계(2009~2011): 250MW급 탠진IGCC 실증플랜트 건설 (CO₂ 비포집) 2·3단계: CCS기술개발 및 IGCC와의 연계 프로젝트 - 최종목표: 상용급(450MW) IGCC+CCS 실증플랜트 건설 (2015~2018)
유럽	Hyogen	- Hydrogen and Power Generation을 의미하며, 화석연료로부터 탄소를 제거하고 CO₂를 지질학적으로 저장하여 수소 및 전기를 생산하는 최초의 대규모 실증설비 건설 프로젝트 - 예비타당성 조사: 2004 - 타당성조사완료 및 시행규칙 제정: 2005~2007 - 주요 기술의 실증: 2007~2012 - 주요설비의 건설: 2008~2012 - 운영 및 검증: 2012~2015
호주	ZeroGen	- CCS와 연계된 상용급 규모의 IGCC플랜트를 건설하기 위한 국가 프로젝트로써 2단계로 구성 1단계: 120MW(Gross) 규모의 CCS연계 IGCC실증플랜트 건설 (CO₂ 포집률 75%달성) 2단계: 530MW(Gross)규모의 상용급 IGCC플랜트 건설 (CO₂ 포집률 90%달성)

자료: 석탄발전소 발생 CO₂의 지하저장 기술개발 현황, 2009신재생에너지 RD&D전략 2030, 2007, <http://www2.iefs.org.sa/Documents/SongZheng.pdf>HYPOGEN Pre-feasibility study, IE, 2005, http://www.newgencoal.com.au/solutions_ccs-projects_zerozen.aspx

제6절 주요국 IGCC 프로젝트 동향

1. 미국

미국의 경우 미국 에너지부에서 IGCC 기술개발을 적극 지원하고 있으며, Vision 21 프로그램을 통하여 가스화 기술개발을 핵심기술의 하나로 인식하여 중점개발하고 있다. 또한, 석탄가스화 기술에서부터 발전, 오염물질 저감, CCS, 수소생산에 이르기까지 일련의 기술을 통합, 275MW급 규모의 전기/수소 생산 플랜트 건설을 목표로 하는 FutureGen 프로젝트를 10년간 15억\$를 투입하여 추진중에 있다. 미국의 FutureGen 프로젝트는 석탄으로부터 수소와 전기를 생산하면서 CO₂를 포함한 모든 공해물질의 무배출 공장을 실증하는 사업으로서, 이 기술이 2020년 이후 본격적으로 상용화된다면 석탄을 사용하여 전기를 생산하는 모든 석탄 화력발전소를 대체할 것으로 전망된다.

〈표 II-25〉 미국의 Vision 21 프로그램의 주요 목표

구 분	목 표
열병합 효율	○ 발전효율 달성목표를 상회하면서 전체 열효율 85% 달성
연료생산 효율	○ H ₂ 또는 액화 수송연료 생산시 연료이용 효율 75%달성(HHV)
환경성	○ SO _x , NO _x , 미세입자, 화학물질에 대한 “Near Zero Emission” 달성 ○ 효율향상을 통해 CO ₂ 배출량 40~50%저감 ○ CO ₂ 처리시설 추가시 100%저감
비용	○ 설비비, 운영비, (RAM) ²⁾ 관련 비용에 대한 적극적인 목표달성 ○ Vision 21을 통해 건설된 발전소는 상업적으로 배치되었을 때에도 시장에서 경제성을 확보
기간	○ 가스화기, 연소기, 가스분리 멤브레인 개발을 통한 주요 성과는 2006년 혹은 그 이전에 달성 ○ 보조시스템 및 모듈의 활용성을 2012년까지 확보 ○ Vision 21의 상용급 발전소에 대한 설계기술을 2015년까지 확보

주: 1) 고위발열량(Higher Heating Value)

2) 저위발열량(Lower Heating Value)

3) 신뢰도, 이용률, 관리비용(Reliability, Availability, Maintenance)

[그림 II-10] 미국 FutureGen 프로젝트 개념도 [그림 II-11] 미국 FutureGen 플랜트 가상도



미국은 Vision21, FutureGen 등의 일련의 대형 프로젝트 추진을 통해 미래의 세계 석탄발전 시장에서도 주도적인 지위를 확고히 하려는 의지를 보이고 있으며, 온실가스 배출 규제가 본격화된다고 하더라도 약 2050년까지는 석탄이 여전히 중요하고 필수불가결한 에너지원 역할을 할 것으로 예측하고 석탄발전방식의 개선에 많은 노력을 기울이고 있다. 최근 온실가스 감축 문제와 관련하여 미국에 대한 세계여론의 압력이 높아지고 있는 것도 미국이 온실가스 감축에 유리한 IGCC 기술개발을 서두르는 요인으로 작용하였다.

미국 산업에서 전력 부문은 전체 CO₂ 배출량의 약 1/3을 차지하고 있으며, IGCC와 같은 신석탄발전기술 도입을 통한 고효율 발전시스템 구축과 CCS 기술개발이 CO₂ 저감의 포트폴리오에서 큰 비중을 차지하고 있다. 2007년 미국 에너지부는 건설 중 또는 건설예정인 석탄발전소 가운데 미분탄(PC) 발전소를 제외한 신석탄이용 발전소 가운데 32개를 IGCC 방식으로 건설한다고 발표하였다.

〈표 II-26〉 미국 내 건설중 혹은 건설예정인 신석탄발전소

구 분	가스화 (IGCC)	순환유동층 (CFB)	초임계 (SC)	초초임계 (USC)
발전소 수	32	22	14	4

출처 : Tracking New Coal-Fired Power Plant, 2007, DOE

2009년 기준 설비용량 38,988MW로 미국에서 가장 큰 전력회사이며 동시에 최대 이산화탄소 배출회사 가운데 하나인 AEP(American Electric Power)는 환경규제에 대비하기 위해 2004년 8월에 IGCC 발전소 건설계획을 공표한 바 있으며, 2010년까지

Ohio와 West Virginia 지역에서 IGCC 발전소의 상업운전을 구상 중으로 현재 주정부와 지원방안과 관련한 협상을 진행 중에 있다. 또한 향후 IGCC 시장규모가 점차 증가할 것으로 전망되고 있는 상황에서, Conocophillips사는 2003년 Global Energy사로부터 E-gas 가스화기술을 인수하였고, 또한 GE Energy는 2004년 Chevron Texaco의 가스화기술을 인수 합병하는 등 IGCC 기술 상업화 및 시장 확보를 위한 글로벌 기업들의 활발한 움직임이 포착되고 있다.

미국에서 건설되었거나 추진 중에 있는 IGCC 주요프로젝트를 살펴보면 다음과 같다.

□ Cool Water 실증플랜트(발전용량 110MW, 캘리포니아 소재)

미국에 건설된 최초의 IGCC 플랜트로서 운영주체는 Southern California Edison사이며 1980년대 중반부터 건설을 시작하여 후반에 건설 완료하였다. 현재 GE Energy에 합병되었지만, 최초 Texaco사에서 습식 가스화기술을 채용하여 GE사의 복합사이클과 연계하여 설치되었다. 쿨워터 IGCC 실증플랜트의 운전결과는 그 후 미국에서 추진된 IGCC 실증플랜트 개발의 기술적인 초석을 확립한 것으로 평가되고 있다.

[그림 II-12] 쿨 워터 실증플랜트 전경

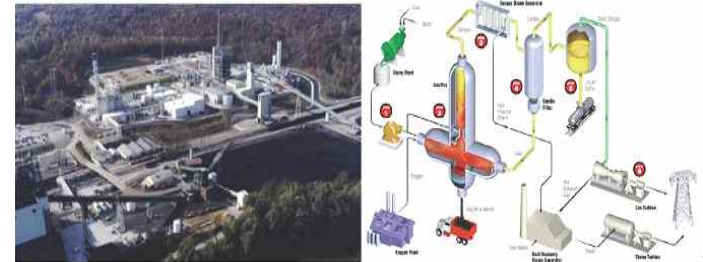


□ Wabash River IGCC

총 출력은 312MW(소내전력을 제외한 순 출력은 260MW)로서 192MW의 가스터빈과 120MW의 스팀터빈으로 구성되어있다. 2,500톤/일의 석탄이 사용되며 MDEA공정에 의한 산성가스 제거와 Claus 황 회수 공정이 설치되어 있다. Wabash River 플랜

트는 1995년 7월 운전을 시작하여 같은 해 11월 상업운전을 시작하였으며, 초기 운전의 문제점을 해결한 후 현재 100% 석유코크스를 연료로 사용하여 운전되고 있다.

[그림 II-13] Wabash River 플랜트 전경 [그림 II-14] Wabash River 플랜트 개념도

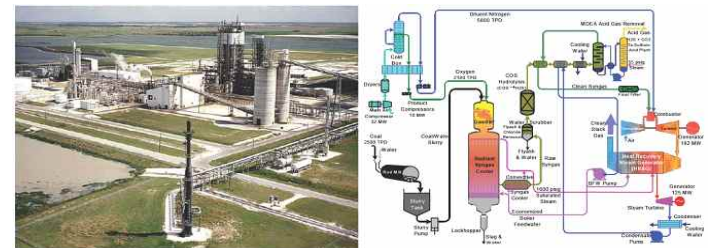


□ Polk IGCC 발전소

미국 플로리다 주에 위치한 Tampa Electric Company사의 Polk 발전소는 192MW 가스터빈과 121MW 스팀터빈에 의해 총 출력 313MW(순 출력은 250MW)로 설계되었다. 지난 2006년 운전 10년을 맞이하였으며, 성능측면에서 이용율 75~80%(계획치는 85%), Heat Rate 2,420 kcal/kWh(계획치는 2,142 kcal/kWh)를 나타내고 있다.

[그림 II-15] Polk 플랜트 전경

[그림 II-16] Polk 플랜트 개념도



□ FutureGen 프로젝트

FutureGen 프로젝트는 석탄가스화를 이용한 수소제조 및 이용에서부터 CO₂의 분

리 회수 및 고정에 이르기까지 일련의 기술을 통합함으로써 Zero Emission을 실현한다는 목표 하에 10년간 15억\$를 투입하여 275MWe 규모로 전기와 수소를 생산하는 플랜트를 2015년까지 건설하여 실증 운전한다는 계획이다. 2020년 이후 본격적으로 상용운전을 시작할 계획으로, 석탄을 사용하여 전기를 생산하는 모든 석탄 화력발전소를 대체할 무한한 잠재력을 지니고 있는 것으로 평가되고 있다.

[그림 II-17] 미국의 FutureGen 프로젝트 개념도 [그림 II-18] 미국 FutureGen 발전소 가상도



□ 에드워즈포트 발전소 프로젝트(듀크 에너지)

미 인디애나 주 에드워즈포트에 630MW급 IGCC 발전소를 건설 추진 중에 있으며, 2008년 1월 미 인디애나 주 환경부로부터 건설에 필요한 모든 인허가를 획득하고, 2012년 건설 완공 예정에 있다. 순 출력 630MW로 설계되었고, GE 가스화기 2기, 가스터빈(7FB) 2기, 폐열회수보일러 2기, 스팀터빈 1기로 구성되어 있다. CCS(Carbon Capture & Storage) Ready 상태로 설계되어, CCS가 부착되면 세계 최초의 600MW급 CCS 부착 IGCC 발전소가 될 것으로 기대되고 있다.

2. 일본

일본도 에너지의 대부분을 수입에 의존하고 있어 석탄발전방식의 선택에 있어 효율이 매우 중요한 선택기준이 되어 왔다. 일본에서 대량의 석탄 직접액화에 대한 연구는 1970년대부터 시작되었으며 일본 NEDO의 New Sunshine 프로젝트 착수와 함께 본격화되었다. 일본 NEDO의 New Sunshine 프로젝트는 석탄가스화기술과 그 응용기술을 개발하고 산업 및 가정에 기술을 도입하여 2030년 Zero Emission 실현을 최종 목표로 설정하고 있다. 현재 일본에서 추진 중인 석탄가스화 관련 프로젝트는 다음과 같다.

〈표 II-27〉 일본의 8대 청정에너지기술 중 석탄가스화 관련 프로젝트

프로젝트	추진내용	기술내용
IGCC Power Generation Project	○ 11개 회사와 협동으로 200톤/일 규모의 Pilot Plant를 설치, 10년(1986~1996)동안 성능 평가를 수행하여 1300℃ 가스터빈을 개발 ○ 250 MW급 나코소 IGCC 플랜트를 2007년 완공하여 현재 실증운전 중	○ 석탄 가스화를 통한 가스터빈과 스팀발전 복합화 ○ 높은 발전효율, 공해물질 제거 및 다양한 고체연료의 활용도 증대
IGFC-Eagle Project (IGCC+Fuel cell)	○ 150톤/일 규모의 pilot plant를 설치하여 2008년경 상용화 운전 단계로 전환	○ 연료전지와 IGCC를 연계한 고효율 발전 시스템 개발 ○ 연료전지에 사용할 최적의 석탄합성가스 제조 및 청정 기술의 경제적 개발

주: IGFC : Integrated Gasification Fuel Cell (가스화복합연료전지),

최근 개발을 완료하고 실증운전 중인 Nakoso IGCC는 가스화기로 산소대신 공기를 주입하는 방식을 채택하고 있다. 공기주입 방식 가스화기의 가장 큰 장점은 산소 플랜트에서 소모되는 소내전력의 절감을 꼽을 수 있는데, 이로 인해 순 발전출력(Net power)이 높아져 발전효율 상승이 가능해진다. 또한 기존에 운전되고 있는 가스화플랜트는 중질유나 Petcoke를 사용하였으나, New Sunshine 프로젝트로 인해 청정석탄 활용을 최대한 유도하는 움직임을 보이고 있어, 향후 일본은 석탄과 천연가스 활용 방법 개선에 기술개발의 중점을 둘 것으로 판단된다.

현재 일본에서는 석탄가스화 관련 2가지가 프로젝트를 추진하고 있는데, 그 하나는 IGCC Power Generation 프로젝트이고 나머지는 석탄가스화 기술을 연료전지와 연계한 EAGLE(Coal Energy Application for Gas, Liquid, and Electricity) 프로젝트이다. 현재 일본에서 운영되고 있는 가스화 플랜트는 총 6개소이며, GE공정이 5개소, Shell공정이 1개소에 적용되고 있다. 플랜트의 용도는 메탄올, CO, 합성가스, 발전, 암모니아 제조 등으로 다양하다. 일본에서는 여러 가스화 플랜트가 운영 중에 있지만, 최근 자체기술로 개발하여 실증운전 중인 Nakoso IGCC 발전소는 시사하는 바가 크다고 할 수 있으며, Nakoso IGCC의 건설 및 운전경험은 일본 실증플랜트 사업의 선행연구 사례로서 중요한 가치를 지니고 있다.

〈표 II-28〉 일본 Nakoso IGCC 실증플랜트의 주요사양

구 분	주 요 사 양		
용량	Gross	250MW	
	Net	220MW	
석탄 소비량	1,700 [톤/일]		
시스템	가스화기	Air-Blown & Dry Feed	
	가스처리	Wet(MDEA) + Gypsum Recovery	
	가스터빈	1,200℃ D-Class	
효율	Gross	LHV (48%)	HHV (46%)
	Net	LHV (42%)	HHV (40.5%)
Flue Gas (Target)	SOx	9.6 ppm	(15%O2 basis)
	NOx	6 ppm	(15%O2 basis)
	Dust	4.8 mg/Nm3	(15%O2 basis)

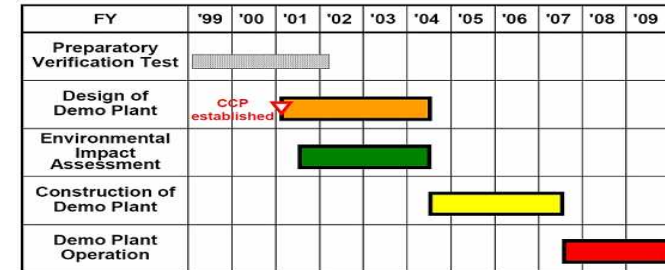
[그림 II-19] Nakoso IGCC 실증플랜트 설비 구성도



Nakoso IGCC 발전소는 9개 전력회사와 발전회사(JPOWER)로 구성된 IGCC개발연합에서 건설을 시작하였으며, 36개월의 건설기간을 거쳐 2008년 7월 준공되어 약 3년간 실증운전이 계획되어 있다. Nakoso IGCC는 R&D 재원으로 약 980억엔이 투입되었으며, 이 중 70%에 해당하는 686억엔이 실증플랜트 건설에 사용되었다. 건설당시('04~'07.5)의 기준 환율 적용하는 경우에 공사비는 6,204억원 수준으로 건설단가

는 248.16만원/kW로 추정된다.

[그림 II-20] 일본 Nakoso IGCC의 연구개발 계획



3. 중국

중국은 석유와 천연가스 매장량이 적은 반면, 석탄 매장량이 매우 풍부하여 석탄 가스화에 대한 관심이 매우 높으며, 석탄가스화 설비는 지난 수년간 10기 이상을 건설 및 가동 중에 있다. 중국의 IGCC 보급률은 건설·개발 중인 플랜트를 포함하는 경우 세계에서 1위로서, 에너지 및 화학원료 공급에 있어 IGCC에 대한 비중을 크게 두고 중점적으로 관리하고 있다. 현재 운전 중인 플랜트는 약 22개소, 개발 및 건설 중인 플랜트는 25개소에 달한다. 90년대 초반 완공되어 운전 중인 가스화 플랜트는 대부분 GE기술을 도입하였으며 2004년 이후에는 Shell사의 기술도입이 주를 이루고 있고, 석탄이나 Petcoke를 원료로 암모니아와 메탄올 생산을 계획하고 있다. 2006년 8월 중국 정부는 IGCC 발전과 복합생산기술 연구개발을 국가장기과학기술발전계획에 포함하였으며, '11차 5개년 계획' 기간에 국가 863계획의 중대한 항목으로 결정하였다. 중국의 IGCC발전에 대한 최종적인 목표는 연구개발과 선진기술의 광범위한 도입을 통해 점차적으로 기존의 화력발전플랜트를 개선하고 발전시켜 환경 보존과 고효율의 석탄이용을 이룰 수 있는 신기술을 개발하는데 있다. 중국은 중기적으로 IGCC와 Co-Production을 목표로 하며, 중장기적인 측면에서는 수소와 연료전지 그리고 CO2 포집을 결합한 GreenGen을 실현하는 데에 목표를 두고 있다.

중국의 경우 석탄자원이 풍부하기 때문에 가스화공정 기술을 보유하고 있는 세계 글로벌 에너지기업들의 지속적인 투자가 끊이지 않을 것으로 판단되며, 최근 중국의

지속적인 경제성장과 에너지 사용 추이를 감안할 때, 시장규모가 세계에서 가장 크다고 할 수 있다. 현재 중국에서 추진 중인 IGCC 프로젝트는 다음과 같다.

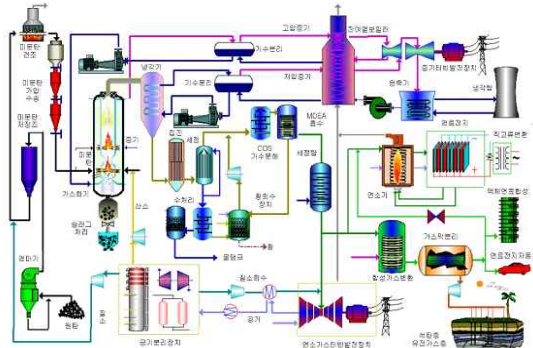
□ 서안 열공정 연구원+11개 기업 참여 IGCC 시범프로젝트

서안 열공정 연구원을 선두로 하여 중국 11개 기업이 참여하여 IGCC 실증기술에 대한 가능성을 평가하고 1996~2000년 IGCC와 관련된 연구를 수행하였다. GE-Energy, Shell, E-gas, ADB와 같은 가스화기술의 선두기업들과 합작하여 2004년부터 현재까지 다수의 가스화 플랜트를 건설 중에 있다.

□ GreenGen프로젝트

IGCC와 연계된 CCS 프로젝트인 GreenGen 프로젝트를 2004년 착수하였으며, 이를 위해 독립법인인 GreenGen Co. Ltd가 2005년 12월에 설립되었다. 설립 멤버로는 화능그룹 등 중국의 주요 발전회사와 석탄회사 등 8개사가 포함되어 있고, 2007년 12월에는 미국의 Peabody Energy가 9번째 멤버로 참여하였다.

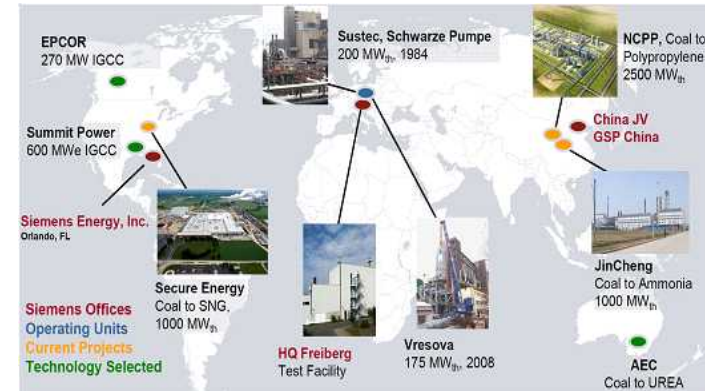
[그림 II-21] 중국 GreenGen 프로젝트 설비의 공정흐름도



4. 유럽

유럽은 2020년까지 CO2 배출이 없는 청정 화력 발전소를 개발하기 위한 HypoGen 프로젝트를 추진 중에 있으며, ‘화석연료의 탈탄화(Decarbonization), CO2의 지질학적 저장, 전기와 수소 생산’이 적용되는 최초의 대규모 실증설비 건설을 목표로 설정하고 있다. 독일의 경우 정부기관인 연방경제노동부(BMWA)가 총괄적으로 에너지기술 연구개발을 지원하고 있으며, 연방환경안전부(BMU)가 재생에너지 분야를, 연방소비자보호식품농업부(BMVEL)가 바이오에너지 분야를 관장하여 보조하고 있다. 2006년 독일의 세계적 기업인 지멘스사(Siemens)는 퓨처 에너지사로부터 GSP 가스화 기술을 인수하여 IGCC의 핵심기술인 가스화기술과 복합발전기술 모두를 보유, 향후 IGCC 시장에 투자를 강화할 것으로 판단된다.

[그림 II-22] 독일 Siemens사의 세계시장 진출 현황



네덜란드는 과거 Demkolec 프로젝트를 통해 284MW규모의 Buggenum 석탄 IGCC 플랜트를 건설하였으며, Pernis 프로젝트를 통해 127MW규모의 Shell Pernis 석유IGCC 플랜트를 건설하여 운영한 경험을 보유하고 있다.

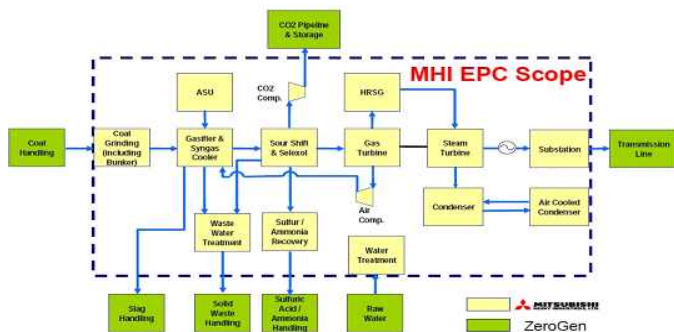
위에서 살펴본 것과 같이 현재 유럽에서는 신석탄발전기술에 CCS기술을 연계하는 다수의 상용급 실증프로젝트가 추진되었으나, 2008년 건설가격의 상승 등 경제상황의 악화로 대부분 진행이 지연되고 있는 실정이다.

5. 호주

석탄자원이 주요 수출 품목일 정도로 매장량이 풍부한 호주는 장래 온실가스 감축에 따른 석탄 수출량 감소에 대한 위기를 인지하고, 정부 및 석탄산업계가 IGCC+CCS 실증플랜트 건설을 목표로 하는 ZeroGen 프로젝트를 출범시켰다.

ZeroGen IGCC+CCS 실증플랜트는 530MW의 설비규모로, 우선 65%의 CO₂ 포집 목표를 달성하고 최종적으로 90% 포집을 목표로 제시하고 있다. 2010년 6월까지 사전타당성조사를 마치고, 2011년 타당성조사를 끝낸 후 2015년부터 가동할 예정이며, 건설에 소요되는 비용은 32억\$로 추정되고 있다.

[그림 II-23] 호주 ZeroGen 실증플랜트의 참여주체 역무범위



자료 : ZeroGen Project Low-Emission Power, 2009

[그림 II-24] ZeroGen CCS설비 최초 시험 전경



자료 : ZeroGen Project Low-Emission Power, 2009

제7절 주요쟁점

1. 기술적 타당성 분석상의 쟁점

지식경제부는 「한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업」을 통해 (1) 300MW급 실증 가스화플랜트의 설계자립율을 90% 이상으로 높이고, (2) 가스화플랜트 주요설비의 국산화율 90%를 달성하며, (3) 42%의 열효율과 (4) 상용운전 첫 해인 2016년 80%, 이후 85%의 이용률 달성을 제시하고 있다.

위의 네 가지 항목의 달성 여부는 본 사업의 경제성을 분석함에 있어 큰 영향을 미친다. 설계자립율 90% 이상, 국산화율 90% 달성 여부는 후속호기의 건설비용 절감 편의 산정에 영향을 미치며, 열효율 42%, 상용운전 첫 해 이용률 80% 달성 여부는 본 사업 시행으로 발생하는 비용과 편익에 모두 영향을 미치게 된다. 따라서 지식경제부가 제시한 위의 네 가지 항목의 달성 가능성에 대한 면밀한 기술적 검토가 필요하다. 만약 목표 달성 여부에 불확실성이 크게 존재하고, 목표 달성 여부에 따라 경제성 분석결과가 크게 달라진다면, 목표 달성 여부를 시나리오로 처리하여 각각에 대하여 경제성 분석을 별도로 수행하는 것이 타당할 것이다.

2. 경제성 분석상의 쟁점

가. 비용 추정상의 쟁점

지식경제부가 제출한 사업기획보고서에 따르면, 실증플랜트를 종합설계하고 건설하는 세부2과제의 총사업비는, (국내에 실적이 전무한) 가스생산부는 주로 미국 에너지성(DOE) 산하 에너지기술연구소(NETL) 보고서의 산정 사례를 따르고, 복합발전부는 제4차 전력수급기본계획 상의 5개 복합화력발전소 비용 산정 사례를 이용하여 산정되었다. 이러한 총사업비 산정방식의 현실적인 타당성은 인정되지만, 가스생산부와 복합발전부를 모두 NETL 보고서를 준용하여 산정하는 경우와 위의 방식에 따라 산정한 경우의 총사업비에 큰 차이가 존재한다면, 그 이유를 명확히 파악하여 보고서에 기술하는 것이 바람직하다. 또한 NETL 보고서 상의 비용 산정 사례를 국내에 적용하는 것은 불가보정, 용량보정 등 복잡한 보정과정을 거치게 되므로, 보정과정에 대한 면밀한 검토를 통해 그 타당성을 검증할 필요가 있다.

사업기획보고서에서는 가스화기와 합성가스 냉각기 및 보조설비와 관련하여 두 산중공업 건적가의 90%를 기자재비로 산정하고 별도의 시공재료비와 인건비를 총사업비에 포함시키고 있는 바, 이 또한 세부2과제의 총사업비 산정과 관련하여 또 다른 쟁점이 될 수 있다. 두산중공업 건적가의 90%를 기자재비로 산정하는 것의 타당성 여부와 더불어 별도로 포함되어 있는 시공재료비와 인건비 규모의 적정성에 대해서 검토가 필요하다.

세부1과제와 세부3과제는 각각 4개씩의 하위 세세부과제들을 포함하고 있다. 세부1과제에는 실증가스화플랜트 제작 및 설계, 핵심기자재 설계, 가스화플랜트 기본 개념 설계, 단위공정개발 및 설비국산화가 포함되어 있다. 세부3과제는 연소최적화 기술 개발, 운전감시시스템 개발, 시뮬레이터 개발, 탈황제 개발을 세세부과제로 포함하고 있다. 세세부과제별로 사업내용의 적정성, 사업비규모의 적정성, 연도별 투자 계획의 적정성 등을 검토할 필요가 있으며, 특히 세부1과제에 포함된 세세부과제들은 세부2과제와의 중복성 여부도 면밀히 살펴보아야 한다.

나. 편익 추정상의 쟁점

편익 추정과 관련해서는 가장 먼저 본 사업이 시행되지 않을 경우 어떠한 일일 발생할 것인가, 즉 편익 산정의 비교대상 설정이 중요하다. 본 조사사업에서는 IGCC 실증플랜트 기술개발사업이 시행되지 않을 경우 동일한 용량의 미분탄 석탄발전소

가 건설될 것으로 가정한다. 이러한 가정은 본 사업을 통한 온실가스 저감 편익, 환경오염물질 배출 저감 편익, 부산물 재활용 편익을 산정함에 있어 기준을 제시한다.

한편 본 사업을 통한 편익 가운데 가장 큰 비중을 차지할 것으로 예상되는 전력 공급편익의 산정 과정에서는 공급되는 전기단위당 사회적 편익을 산정하는 것이 매우 중요하다. 본 조사사업에서는 본 사업을 통해 건설되는 IGCC 발전소가 기동함으로써 절감되는 사회적 비용을 단위당 사회적 편익으로 간주하였다. IGCC 발전소가 기동함으로써 절감되는 사회적 비용은 한계발전기의 발전비용, 즉 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)이다. 문제는 편익산정기간인 2016년부터 2045년까지 계통한계가격의 전망치를 산정하는 과정이 매우 복잡하고 어려울 뿐만 아니라 그 타당성을 입증하기가 용이하지 않다는 점이다. 따라서 현재 가용한 자료, 정보 등을 이용하여 계통한계가격에 대한 객관적이고 신뢰할 수 있는 전망치를 산출하는 것이 본 조사사업의 핵심과제일 것이다.

온실가스 저감 편익과 환경오염물질 배출 저감 편익의 산정과 관련해서도 저감 단위당 사회적 편익의 산출이 중요하다. 온실가스 저감 단위당 사회적 편익의 산정과 관련해서는 CCX(Chicago Climate Exchange)의 VER(Voluntary Emission Reduction), EU ETS(Emission Trading System)의 CER(Certified Emission Reduction) 장외거래, 전력거래소의 모의거래 결과 등을 검토할 수 있다. 환경오염물질 저감 단위당 사회적 편익으로는 한국개발연구원(2008), 『도로·철도부문 사업의 예비타당성조사 표준지침 수정·보완 연구(제5판)』 등에서 일부 환경오염물질의 단위당 사회적 비용을 제시하고 있다. 온실가스, 환경오염물질의 저감단위당 사회적 편익을 산출하기 위하여 어떠한 자료를 활용하는 것이 타당한가에 대한 분석이 필요하며, 특히 환경오염물질의 저감단위당 사회적 편익으로 제시된 수치들에 대해서는 그 적정성을 면밀히 검토하여야 한다.

마지막으로 본 사업이 실증플랜트 기술개발사업이라는 점에서 편익에 후속호기 건설비용 절감 편익이 포함되어야 하고, CCS(Carbon Capture and Storage: 이산화탄소 포집 및 저장)와의 연계가 용이하고 화학연료, 석탄액화, 합성천연가스 생산 등 후속공정의 적용 분야가 다양하다는 점 또한 편익 산정 시 고려되어야 하나, 이러한 성격의 편익들은 다양한 가정들을 전제하지 않는 한 정량적인 분석이 어렵다는 문제가 있다. 다양한 가정들을 전제하고 정량화된 수치들을 산출한 뒤 경제성 분석 시 이들 편익의 포함 여부에 따라 시나리오로 처리하는 방안과 이러한 편익 항목들의 정량적·정성적인 평가결과를 정책적 분석에 사업 특수항목을 설정하여 반영하는 방안을 검토할 수 있다.

3. 주요 쟁점의 요약

이상 논의된 쟁점들을 정리하면 다음의 표와 같다.

〈표 II-29〉 주요 쟁점의 요약

구분		핵심 쟁점
기술적 타당성 분석		- 설계자립율 90% 이상 달성 가능성 - 설비 국산화율 90% 달성 가능성 - 열효율 42% 달성 가능성 - 이용률 상용운전 1차년도 80%, 2차년도 이후 85% 달성 가능성
경제성 분석	비용 추정	- 세부1, 3과제의 세세부과제별 사업의 적정성, 사업비 규모의 적정성, 연도별 투자계획의 적정성 - 세부1과제와 세부2과제의 중복성 - 세부2과제 비용 산정 시 가스생산부와 복합발전부에 별도의 기준을 설정하는 방식의 적절성 - 세부2과제 비용 산정 시 두산중공업 견적가를 활용하는 방식의 타당성
	편익 추정	- 편익 추정 시 비교대상 설정(미분탄 석탄발전소)의 타당성 - 전력공급편익 산정 시 공급단위당 사회적 편익 산출 방식의 적절성 - 온실가스 저감 편익, 환경오염물질 배출 저감 편익 산정 시 저감단위당 사회적 편익 산출의 타당성 - 후속호기 건설비용 절감 편익, 후속공정 기술개발 편익의 보고서 반영 방식

제 III 장
기술적 타당성 분석

제1절 기술개발계획의 우수성

본 절에서는 사업계획상의 기술개발 계획이 사업의 목표 달성을 위해 적절하게 구성되어 있는지 검토하고자 하며, 이를 위해 (1) 기술개발의 목적 및 수행체계 우수성, (2) 기대되는 기술개발 성과의 구체성 등으로 세분화하여 검토한다.

1. 기술개발의 목적 및 수행체계 우수성

가. 세부 1과제 : 실증 가스화 플랜트 설계 및 자립 기술개발

세부 1과제는 300MW급 실증 가스화 플랜트 설계엔지니어링 기술을 개발하여 설계기술을 자립하고, 설계최적화 및 통합기술 개발을 통하여 설비 안정성 및 가격 경쟁력을 강화할 수 있는 실질적인 플랜트 종합 설계 기술을 확보하는데 목표를 두고 있다. 또한, 세부적으로는 가스화기 공정 모델링 및 가스화 유동해석을 통한 가스화기 성능 예측을 통해 산출된 결과를 설계에 적용하여 가스화 플랜트 EPC⁷⁾ 수행 능력을 확보함과 동시에 최종적으로 국산화하여 국내산업의 활성화와 수출산업으로의 육성을 본 과제의 목표로 설정하고 있다.

플랜트 종합(Turn-key) 설계는 비용에 직접 영향을 미치는 design factor, material selection 및 specification에 의거하여 가장 경제적이고 시공에 지장이 없는 디자인 및

7) Engineering, Procurement & Construction

엔지니어링을 수행토록 함으로써 구매 및 시공 과정에서 공기를 단축시킬 수 있고 비용을 저감할 수 있도록 해야 한다. 주관기관 및 참여기관인 두산중공업은 앞서 언급한 세부 1과제의 종합 설계를 수행하는데 있어 숙련된 엔지니어링 공정 건설의 노하우를 확보하고 있으며, 제시한 과제 개발을 수행하는데 기술적으로 큰 무리가 없을 것으로 판단된다. 또한, 1단계 사업의 결과를 근거로 2단계 연차별 세분화 기술개발 내용으로 넘어가는 과제 개발 업무의 진행 과정 또한 적절한 것으로 판단된다.

<표 III-1> 세부 1과제 개요

과제명	가스화플랜트 설계 및 자립기술 개발
주관기관	두산중공업
위탁기관	연세대/한국과학기술원
연구목표	300MW급 실증 가스화 플랜트 설계 기술 개발 - 가스화플랜트 기술 자립율 90% 달성 300MW급 가스화 플랜트 블록간 Integration 기술개발 - 가스화플랜트 한국 표준형 모델 개발 - 가스화 플랜트 기본설계 Tools 및 최적화 기술개발 - 가스화기 및 합성가스 냉각기 설계/제작 기술개발 - 가스화 플랜트 설비 국산화를 90% 이상
연구내용	<가스화플랜트 개념 및 기본설계 기술개발> - 열 및 물질수지 및 단위 설비의 개념설계용 프로그램 개발 - 플랜트용량 산출, 성능 및 경제성 평가, 기술특성 분석기술 개발 - Lessons Learned를 활용한 플랜트 최적화 기술 개발 - 엔지니어링 Database 구축 및 Reference 플랜트 개념설계 - CFD 유동 해석을 통한 가스화 형상 설계 - 공정 모델링 및 반응 속도론 해석을 통한 가스화 반응기 설계 <300MW 실증 플랜트 설계/제작 기술 개발> 300MW 실증 가스화플랜트 엔지니어링 상세설계 수행 - 가스화 플랜트 운전 보수절차서 작성 및 표준화 - 가스화 플랜트 제작기술 개발 300MW급 가스화플랜트 설계 자립기술 개발 - 기본설계 및 상세설계 수행을 위한 Design Manual 및 설계 Tool 개발 <실증운전 결과를 반영한 한국형 가스화플랜트 모델 개발> - 데이터베이스 구축 및 설계 Tool(DIGITs) Up-Grade - 시운전 및 실증운전 결과를 반영한 기본설계 및 상세설계 결과 수정 - 한국형 가스화플랜트 표준모델 개발

<표 III-1> 에서 나타난 바와 같이 세부 1과제의 목표를 달성하기 위해서는 공정 개념/기본설계의 기술력 확보와 핵심설비의 자체 설계기술 확보가 달성되어야 한다.

세세부 과제를 수행할 한국과학기술원의 공정모델링 수행은 가스화기 각 반응 조건의 변화와 반응속도의 결과를 예측함으로써 최적의 가스화기 기본/상세공정 설계를 수행할 수 있도록 방향을 잡아주는 역할을 하며, 연세대학교의 CFD 해석은 가스화기내의 석탄 미립자 및 가스 유동, 구조강도 등을 판단하여 가스화기 제작 시 기본적인 설계요소(design factor)를 구현함으로써 가스화기 형상 설계 제작에 도움을 주는 역할을 하기 때문에, 이러한 세세부과제는 2단계 사업 수행에 있어 필수적인 업무로 평가된다.

나. 세부 2과제 : 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 종합설계·제작 및 건설기술 개발

세부 2과제는 IGCC 관련기술의 조기 확보와 상품화를 위해 상용급인 300MW급의 IGCC 실증설비를 설계하고 건설하여 고위발열량 기준으로 발전효율 42%이상을 달성하고 황산화물 15ppm이하, 질소산화물 30ppm이하인 세계 최우수 IGCC 발전플랜트를 건설하는 것이 최종적인 목표이다. 이를 위해 한국형 가스화모델 선정 및 실증플랜트 기본설계를 토대로 2단계에 플랜트 제작, 건설, 운전기술을 확보하고 실증 운전 및 한국형 표준모델을 개발하는데 과제목표를 설정하고 있다.

세부 2과제의 주관/참여기관인 한국서부발전은 2단계 과제 진행에 앞서 가스화 공정기술사(Shell사) 선정과 함께 실증플랜트 건설을 위하여 대상 부지를 선정하였고, 가스화 및 가스정제설비에 대한 공정설계를 추진한 바 있다. 또한, 가스터빈 및 증기터빈, 배열회수 보일러 및 기타 부대설비로 구성된 복합발전설비의 구성 및 배치방안을 선정하였고 기본설계 및 종합설계를 마무리한 상태이다. 이것으로 비추어 볼 때 IGCC 플랜트의 상세 패키지 개발에는 큰 어려움이 없을 것으로 판단된다. 특히, 본 사업의 주된 목표 가운데 하나인 열효율 42% 달성은 economizer를 추가로 설치하여 물-스팀의 연계와 공기 연계기술을 적용하는 방안을 제시하고 있는바, 물-스팀의 연계는 본 실증설비에서 최초로 적용되는 기술이지만 42%에 가까운 열효율을 얻는 데는 어려움이 없을 것으로 판단된다. 한편, 한국형 IGCC 표준모델을 개발하는데 test-bed의 설치 및 안정적인 운전은 매우 중요한 자료를 제공할 수 있기 때문에 반드시 수행되어야 할 세세부 과제중 하나로 판단된다.

따라서 위의 사항들을 토대로 <표 III-2>에 나타난 연구목표와 연구내용으로 세부 2과제를 진행하는데 어려움이 없을 것으로 판단된다.

〈표 III-2〉 세부 2과제 개요

과제명	실증플랜트 종합설계 및 건설기술 개발
주관기관	한국서부발전(주)
연구목표	300MW급 IGCC시스템 종합 상세설계 - 실증플랜트 규모 : 380MW - 설치위치 : 충남 태안군 원북면 방갈리 태안화력발전소 부지내 - 기자재 제작, 시공 및 건설 - 단위기기 및 종합 시운전, 성능시험을 통한 IGCC 운영기술개발
연구내용	<실증플랜트 기자재 제작 및 설치> - 파워블록 및 보조설비 규격 확정 - 주기기 및 보조설비 설치 - 단위기기 및 종합시운전 - 성능시험 및 준공 <IGCC실증플랜트 상세설계> - 주요 설계기준 확정 - 각종 도면 작성 및 확정 - 지침서 및 종합절차서 작성 <실증설비 운전> - 운전기술 및 신뢰성 확보 - 실증 플랜트 Trouble-Shooting <한국형 IGCC 표준모델 개발> - 운전, 보수 절차서 개발 - 설계 및 설비 표준화 <가스화기 Test-bed 구축> 20톤/일급 가스화기 Test-bed 설치 - Test-bed의 안정적인 운전

다. 세부 3과제 : 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 운영기술 개발

세부 3과제는 300MW급 실증 플랜트 운영상의 신뢰도와 운전 효율성 향상 및 안정적인 조업을 통해 경비 절감을 목표로 설정하고 있다. 세부 3과제는 IGCC 운전감시 시스템 개발, IGCC 가스터빈 연소 최적화 기술, IGCC 운전훈련 시뮬레이터, IGCC 탈황시스템의 최적운전 기술개발로 나뉘어져 있다.

세부3과제에서는 각각의 공정에 대한 최적의 운전기술과 감지 및 진단에 대한 기술을 개발하는데 목적을 두고 있는바, 이는 한국형 IGCC 플랜트를 개발하는데 매우

중요한 과제이다. 세세부 과제 가운데 Shell사의 Sulfinol 공정에서 사용되는 기존의 흡수제를 포함한 탈황시스템을 대체하기 위하여 산성가스 제거효율이 우수하고 재생에너지가 적게 소비되는 경제적인 IGCC 탈황시스템의 최적운전기술 개발도 포함되어 있는데, 이에 적합한 탈황제도 함께 개발하는 것이 필요하다고 판단된다. 따라서 세부 3과제의 연구 목적과 내용은 <표 III-3>에서 보는바와 같이 적절하게 구성되어 있다고 판단된다.

〈표 III-3〉 세부 3과제 개요

과제명	실증플랜트 운영기술 개발
주관기관	한전 전력연구원
참여기관	한국서부발전, 한국남동발전, 한국중부발전, 한국남부발전, 한국동서발전
위탁기관	한양대, 한밭대, 인하대 등
연구목표	- 실시간 운전정보를 제공하는 운전감시 시스템 개발 - 석탄가스 연소진동 저감 및 가스터빈 연소최적화 기술 개발 - IGCC 플랜트 운전 훈련 시뮬레이터 개발
연구내용	<IGCC 운전감시시스템 개발> - 태안 IGCC 공정 모델링 - 태안 IGCC 운전감시시스템 개발 - 태안 IGCC 플랜트 운전정보시스템 설치 - IGCC 플랜트 성능감시시스템 설치 - IGCC 플랜트 운전감시시스템 튜닝 및 운용지침서 개발 <IGCC 가스터빈 연소최적화 기술개발> - IGCC 가스터빈 고압 연소기반기술 개발 - GE7FA 가스터빈의 석탄가스 연소기술 개발 - GE7FA 가스터빈의 석탄가스 연소최적화 기술개발 - IGCC 실증플랜트 연소진단기술 개발 - IGCC 실증플랜트 연소진단기술 적용 및 튜닝기술 개발 <IGCC 운전훈련 시뮬레이터 > - 태안 IGCC 운전훈련 시뮬레이터 개발계획 수립 - 태안 IGCC 운전훈련 시뮬레이터 시스템 설계 및 모델 개발 - 태안 IGCC 운전훈련 시뮬레이터 설치/튜닝 및 훈련실시 <IGCC 탈황시스템의 최적운전 기술개발 > - 습식 탈황공정의 최적운전 기술개발 - 고효율 습식 탈황제 개발

2. 기대되는 기술개발 성과의 구체성

본 IGCC 사업을 수행함에 있어 최종 성과물은 세부 1과제의 경우 IGCC 설계용 기본설계 패키지과 핵심 기자재 제작 절차서인데, ASPEN과 FLUENT를 활용한 IGCC 설계용 기본설계 패키지를 개발하여 가스화반응, 가스정제, 슬래그의 거동 등을 예측할 수 있는 공정설계용 tool을 개발하는 것과 핵심기자재 개발에 따른 설계와 제작기술 지침서(가스화 플랜트 기술 자립율 90%, 가스화기 및 합성가스 냉각기 설계/제작이 가능한 플랜트 설비 국산화율 90%)를 제시하고 있다.

세부 2과제의 경우에는 발전효율 42%이상인 IGCC 실증설비 플랜트, 20톤/일급 IGCC test-bed 및 한국형 IGCC 표준모델의 설계 및 절차서를 최종성과물로 제시하고 있다. 열효율 42%를 달성하기 위해 최초의 적용기술로서 economizer를 추가로 설치하여 물-스팀의 연계와 공기 연계기술을 적용하는 방안을 구체적으로 제시하고 있다. 또한, IGCC 실증플랜트와 함께 20톤/일급 IGCC test-bed의 운전 기술을 확보하여 한국형 IGCC 표준모델에 대한 설계와 이에 따른 절차서를 얻기 위한 구체적인 방안이 적합하게 제시되고 있다.

세부 3과제의 경우에는 실시간 운전정보를 제공하는 운전감시 시스템과 IGCC 플랜트 운전 훈련 시뮬레이터를 제시하고 있다. 이를 위해 운전정보 시스템으로부터 여러 계측 값들을 확인하고 성능감시 시스템으로부터 탄소전환율과 냉가스효율을 실시간으로 감시하는데, 이러한 연구 성과물은 실증플랜트의 운전에서 정지시간의 단축으로 가동률 향상 및 운전 신뢰성을 확보하는데 큰 역할을 할 것으로 판단된다. 다른 성과물인 IGCC 플랜트 운전 훈련 시뮬레이터는 이를 설계하고 개발하여 예비운전자들에게 설치/튜닝 및 훈련을 수행하는 것에 중점을 두고 있는데, 이를 수행함으로써 IGCC 플랜트의 안정적인 운전에 기여하며 운전 초기의 가동시간과 비용절감에 큰 역할을 할 것으로 판단된다.

제2절 기술수준 및 기술개발 성공 가능성

본 항목에서는 사업에 선정된 기술의 수준에 대한 평가와 이의 성공 가능성을 평가 하고자 한다. 기술 수준의 평가는 IGCC 공정을 가스화 공정, 합성가스 정제 공정, 복합발전 공정 등의 세 부분으로 분류하여 선정된 Shell사와 타 공정사들의 기술을 비교·검토함으로써 선정된 공정에 대한 타당성을 평가하였다.

1. 선정 공정에 대한 기술 검토

가. 가스화 공정

IGCC 플랜트는 발전을 목적으로 하기 때문에 높은 탄소 전환율과 냉가스 효율을 얻을 수 있는 공정을 선정해야 한다. 가스화기로 공급되는 석탄은 석탄 공급방식에 따라 건식과 습식으로 분류되는데, 미분탄과 물을 혼합한 슬러리 상태로 가스화기에 공급하는 습식방법을 사용하고 있는 GE energy (미국)와 Conocophillips (미국)의 가스화기는 상대적으로 H₂/CO의 비는 더 높게 생산되지만, 낮은 탄소 전환률과 냉가스 효율의 성능을 나타낸다. 반면 미분탄을 질소 또는 이산화탄소 가스와 함께 분사하는 건식방법의 가스화기 경우 Shell (네덜란드), Uhde (독일), MHI (일본)등에서 기술을 보유하고 있으며, 물을 사용하지 않기 때문에 높은 탄소 전환률과 냉가스 효율을 갖는 것으로 알려져 있다. 가장 최근 상업화 수준에 도달된 일본의 MHI사는 순산소 대신에 공기와 산소를 혼합하여 가스화 반응제로 사용하므로, 발전에는 적합하나 합성가스를 이용한 수소제조, 화학원료 합성용으로는 적합하지 않는 것으로 알려져 있다.

특히, Shell사의 가스화 방식은 가스화기 벽이 내화재가 아니라 수관벽으로 구성되어 가스화기 수명이 상업화된 가스화기 가운데 가장 긴 것으로 알려져 있으며, 다양한 석탄에 대해서도 적용 가능한 것이 장점이다.

〈표 III-4〉 공정사들의 가스화기 특성^{8),9)}

공정사 항목		GE energy	Uhde	MHI	Conocophillips	Shell
연료공급설비		습식/슬러리	건식/	건식/질소로 이송, 2단공급	슬러리/펌프 이용, 2단공급	건식/3단공급
가스화기		내화벽	수냉벽	수냉벽	내화벽	수냉벽
버너수명		2~6개월	-	-	2~6개월	24개월
합성가스/스래그의 호름		하향/하향	상향/하향	상향/하향	상향/하향	상향/하향
가스냉각설비		복사/대류 형 냉각기	복사형 냉각기	독립된 열교환기 사용	복사/대류형 냉각기	대류형 냉각기
특징		액체연료 사용 가능	탄종의 제한이 적음	최의 제순환 공기 사용	저급탄 적용 신뢰도 확보	탄종의 제한이 적음
탄소전환율 (%)		낮음	99이상	-	낮음	99이상
냉가스효율 (%)		65~75	78~83	-	65~75	78~83
운전조건/ 결과	O2/Coal ratio (kg/kg dry coal)	0.950	-	-	0.850	0.827
	용수 사용량 (kg/kg dry coal)	0.587	-	-	0.587	0.108
	합성가스의 양 (m3/kg dry coal)	2.01	-	-	2.46	2.10
합성가스 조성(건식) (mol%)	H2	42.08	21.7	10	32.73	31.60
	CO	42.40	59.9	30	45.98	62.25
	CO2	14.29	2.9	-	15.31	0.06
	CH4	0.12	0.1	-	4.76	0.04
H2+CO 조성	Other	1.11	15.5	-	1.22	6.05
	(H2+CO)	84.48	80.3	40	78.71	93.85

상업용 규모의 실적측면에서 Uhde사 가스화기는 1974년에 Shell사와 공동으로 제작한 150톤/일급 Shell-Koppers 공정의 건설과 1986년에 48톤/일급 Prenflo 가스화기를 건설하여 10,000시간의 운전 경험만을 보유하고 있다. 반면에 Shell 사에서는 1976년 네덜란드의 암스테르담 연구소에 6톤/일 파일럿 플랜트를 설치하여 약 12,000시간을

운전하였으며, 이를 토대로 1978~1983년 동안 독일의 함부르크에 150톤/일의 시험설비를 설치하고 약 6,000시간의 운전경험을 축적하였다. 그 후 1987년 미국 텍사스 주의 Huston에 역청탄을 연료로 한 250톤/일(아역청탄 400톤/일)급의 SCGP-1 가스화 플랜트를 설치하여 약 5년간 운전하였으며, SCGP-1(Shell Coal Gasification Process-1)의 성공적인 운전경험을 토대로 하여 약 2,000톤/일(250 MW)급 IGCC 플랜트를 네덜란드 Buggenum에 설치하여 1994년부터 실증운전을 시작하여 현재까지 운전 경험을 축적하고 있다.

결론적으로, 탄소 전환율과 냉가스 효율이 높은 건식 공정 중에 시공실적이 우수하고¹⁰⁾ 가스화기 수명이 긴 수관벽으로 시공된 Shell사의 가스화기가 현재 우리나라에서 추진 중인 한국형 IGCC 실증플랜트 기술개발사업의 가스화 공정으로 가장 적합하다고 판단된다.

나. 합성가스 정제 공정

합성가스의 정제기술은 집진, COS/HCN 가수분해, 산성가스제거(AGR), 유황회수 및 잔류가스 처리 설비 등으로 분류할 수 있으며, Shell사에서 제안한 공정들에 대해 세부적으로 검토하면 다음과 같다.

GE energy사의 집진은 습식방법으로서 가스화기내의 quencher 부분에서 대부분의 분진을 제거하는 방식을 채택하고 있는데, 제거 효율의 측면에서 Conocophillips와 Shell사의 여과 집진 방식에 비해 효율성이 떨어진다. 반면 Conocophillips사나 Shell사의 집진방식은 건식방법으로 세라믹 필터 또는 금속 필터를 사용하고 있는데, 주기적으로 필터 표면에 형성된 부착된 입자를 제거하여 연속 운전이 가능하며 포집된 분진이 건조상태로 배출되므로 처리가 용이한 장점을 가지고 있다. 특히, Shell사는 금속 필터 방식을 채택하여 세라믹 필터의 단점인 충격에 약하다는 문제를 해결하였다.

열효율 측면에서는 고온에서 분진을 제거하는 것이 합성가스가 보유한 현열을 이용한다는 측면에서 유리한데, 이러한 점에서 Shell사의 경우와 같이 고온에서 운전이 가능한 금속필터를 사용하는 공정의 선정이 적합한 것으로 판단된다. 집진 이후에는 모든 공정사들이 동일하게 습식 세정기를 이용하여 할로젠화합물, 산성 화합물 및 오염물질들을 제거하는 방법을 사용하고 있다.

8) Wyoming Coal Gasification Symposium, Casper, Wyoming February 28, 2007.

9) HECA Feasibility study, gasification technology selection, Property of Hydrogen Energy International LLC, May 29, 2009.

10) Gasification; current industry perspective, NETL, September, 2005.

〈표 III-5〉 상업용 규모 IGCC 공정의 가스정제¹¹⁾

공정사		GE energy	Conocophillips	Shell
항목	형태			
집진설비	농도 제거효율	(집진설비 필요 없음/Quench에서 대부분 집진)	고온고압의 ceramic 필터 (주기적인 교체) - 99.9% 이상	고온고압의 금속필터 5mg/Nm ³ 이하 99.9% 이상
COS/HCN 가수분해		COS 가수분해	COS 가수분해	COS/HCN 가수분해 (1ppmv/5ppmv 이하)
산성가스제거(AGR)		Selexol 공정	Selexol 공정	Sulfinol-M 공정
유황회수/잔류가스 처리설비		Claus 공정	Claus 공정/수소화후 재순환	Shell-Paques 공정 (생물학적 방법)

자료: Wyoming Coal Gasification Symposium, Casper, Wyoming February 28, 2007.

COS/HCN의 제거를 위한 가수분해 공정은 모든 공정사이 사용하고 있기 때문에, 이에 대한 기술적 검토는 생략한다.

산성가스 제거(AGR)의 경우 CO₂/H₂S 비에 따라 Shell사에서 제안한 Sulfinol-M 공정과 Conocophillips사에서 제안한 Selexol 공정을 선택할 수 있다. UOP사의 Selexol 공정은 기술적으로 IGCC 발전소나 다른 산업설비에 적용하여 충분히 입증된 설비이며, Sulfinol-M 공정 또한 네덜란드의 Buggenum IGCC 발전소에서 입증된 기술이지만, 산성가스의 농축을 위해 일반적인 Claus 공정을 사용하지 않고 Shell사의 Shell-Paques 공정을 사용하고 있다.

산성가스 제거 후 공정인 유황회수 설비(SRU)의 경우 고유황탄을 사용할 경우 Claus 공정(Conocophillips사)을, 저유황탄을 사용할 경우 Shell-Paques 공정(Shell사)을 적용하는 것이 바람직하다고 판단된다. 그러나 Shell사에서 제안하고 있는 Shell-Paques 공정은 기술적인 특성과 안정적인 장기운전 측면에서 신뢰성의 입증 필요하다.

잔류가스처리 설비(TGTU)의 경우, Conocophillips사의 공정은 추가적인 황의 회수를 위해 Selexol 전단으로 재순환이 요구되는 반면, Shell사의 공정에서는 단일공정으로 사용하기 때문에 공정을 단순화시키는 장점이 있다.

결론적으로, 가스정제공정에서 유황회수 설비인 Shell-Paques 공정의 장기운전에 대한 신뢰성을 확보하고, 고유황탄을 사용하게 될 경우 Shell사에서 제안한 Sulfinol-M 공정 이외의 대안이 필요하다고 판단되는 반면, 추가적인 잔류가스 처리

시설이 요구되지 않고 공정의 열효율 측면에서 건식의 고온고속 필터를 사용하고 있다는 점에서 Shell사의 가스정제 공정을 선택한 것은 적합한 것으로 판단된다. 특히 Shell사의 황 회수 공정은 국내 실정에 적합하다.

다. IGCC 공정의 효율

현재 열효율에 대한 최종목표는 42%로 제안하였는데, 현재까지 상업용 규모로 운전된 공정들의 열효율은 GE energy 38.2%, Conocophillips 39.2%, Shell 41.1%로 42%까지는 도달하지 못하였다.

이 공정사들 중 Shell사의 IGCC 공정은 아래 표에서 보는 바와 같이 타사에 비해 발전소내의 소비동력이 상대적으로 낮아 상대적으로 높은 효율을 달성함을 알 수 있다. 특히, Shell사의 경우 Buggenum에서 50만톤/년(석탄) 규모의 복합발전 공정을 16년 동안 운전하여 가장 오래된 상업용 가스화기 운전 실적을 보유하고 있다.

본 사업에서는 열효율을 41.1%에서 42%로 상승시키기 위한 방법으로, [그림 III-1] 에서 볼 수 있듯이 기존 열교환기 후단에 열 회수량을 증가시키기 위하여 economizer를 추가하여 water-steam을 연계한 기술(실증설비에 최초 적용)과 공기연계 기술을 적용하고자 한다. 공기연계 기술은 기존 IGCC 공정에 적용하여 효율 증가를 도모하기 위한 기술로서, ASU(산소제조 설비)에 공급되는 공기의 일부를 가스터빈 압축기를 이용하여 압축하여 공급하는 기술을 의미한다.

현재까지 Shell사에서 제작한 IGCC 중 42%의 열효율을 얻은 공정은 보고된 바는 없다. 그러나 2009년 NETL 보고서에 의하면¹²⁾ 스팀이나 ASU 블록의 연계를 통하여 열효율의 일부를 상승시킬 수 있기 때문에 본 사업이 실증화와 이를 위한 연구개발에 중점을 두고 있으므로 최종 목표에 대한 가능성은 충분이 있다고 판단된다.

11) http://www.gepower.com/prod_serv/products/gas_turbines_cc/en/igcc/benefits.htm.

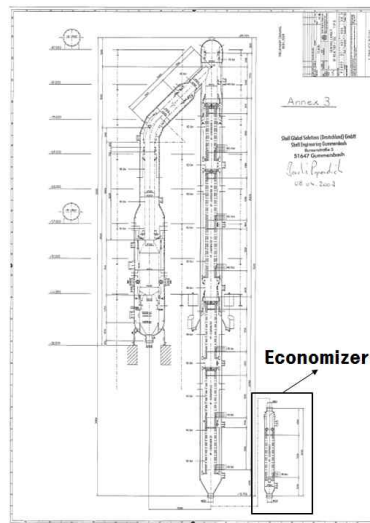
12) Assessment of power plants that meet proposed greenhouse gas emission performance standards, NETL, November 5, 2009.

〈표 III-6〉 상업용 규모 IGCC 공정의 수행 결과

공정사	GE energy	Conocophillips	Shell
항목			
총 출력 (MW)	770	742	748
소내소비동력 (MW)			
기초 설비 부하	23	25	21
공기 분리기	103	91	90
가스 정제	4	3	1
총 소비동력 (MW)	130	119	112
순 전력 (MW)	640	623	636
열 속도 (Btu/kWh)	8,922	8,681	8,306
총합 효율 (HHV)	38.2	39.3	41.1

자료: Wyoming Coal Gasification Symposium, Casper, Wyoming February 28, 2007.

[그림 III-1] 열효율 상승을 위한 economizer 설치



2. 기술 개발 성공 가능성

본 절에서는 각 공정사들의 기술적 보도 자료와 지식경제부에서 제출한 『2단계 사업 기획보고서』를 참고자료로 활용하여, 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술 개발사업의 성공 가능성을 검토하였다.

선정된 Shell사의 가스화기는 탄소 전환율과 냉가스 효율이 높은 건식방법과 장기 운전에 대한 신뢰도(상업용 규모의 운전 경험 축적)가 높고, 집진을 위해 건식의 고온금속 필터를 사용하여 전체공정에 대한 열효율이 타사보다 높고 economizer를 추가로 설치하여 열효율 상승을 모색하고 있기 때문에 본 사업의 기술개발 성공 가능성은 매우 높을 것으로 판단된다.

제3절 기존 기술 및 사업과의 중복 여부

본 절에서는 기술 및 사업 측면에서 본 사업의 기술 개발 및 사업내용이 기존의 기술 및 사업과 중복되지 않는지에 대해 검토하고자 한다.

1. 기술 측면에서의 중복 여부

국내의 IGCC 기술로는 현재까지 벤치 규모(Bench scale)의 건식(3톤/일)과 습식(1톤/일)의 석탄 가스화 설비, 액상시료 가스화 설비(1톤/일) 및 고온탈황설비(10m3/hr) 등이 개발되어 왔다(<표 III-7> 참조). 하지만, 본 사업(약 800톤/일)에 비해 가스화기의 용량 면에서 큰 차이가 있으며, 석탄가스화 공정에서 요구되는 고가의 설비에 대한 설계와 제작 분야에서는 국내 업체들의 상용급 실적이 없는 상태이고, 또한 운전 경험 측면에서도 선진국에 비해 매우 부족한 실정이다. 뿐만 아니라 가스화기의 형태, 탈황을 포함한 가스정제 공정 등의 전체 공정에 대한 구성면에서도 국내에서 개발된 기술과는 차별성이 있다고 판단된다. 시스템 설계기술 측면에서는 선진국의 수준과 동등한 설계 능력을 확보하고 있지만, 실제 적용사례를 통한 검증단계를 거치지 못한 수준이기 때문에 본 사업에서 개발을 목표로 하는 기술과는 차별성이 있다고 판단된다.

〈표 III-7〉 국내 보유 석탄가스화 관련 기술개발 내역

설 비	연구기관	연구기간	연구 및 운전목적
건식 석탄 가스화 설비 (3톤/일)	고등기술연구원	'93~'06	- 건식가스화, 탈황, 집진시스 템 등의 운전기술 개발
습식 석탄 가스화 설비 (1톤/일)	에너지기술연구원	'93~'02	- 습식가스화 운전기술개발
액상 시료 가스화 설비 (1톤/일)	고등기술연구원 에너지기술연구원	'01~'02	- 액상 시료 가스화의 기반기 술 확보
고온 탈황 설비 (100 m ³ /hr)	에너지기술연구원	'95~'06	- 고온탈황공정기술 개발 - 탈황제 제조공정 개발

본 사업과 관련되어 정부지원이 진행되거나 계획 중인 연구로는 지식경제부에서 2009년 에너지기술개발사업의 일환으로 진행된 스마트프로젝트인 포스코의 “석탄이용 합성천연가스(SNG) 신공정 개발 및 설계기술 국산화”와 SK에너지(주)의 “무공해 석탄가스화 기술 개발”의 과제가 현재 수행되고 있다(<표 III-8> 참조). 포스코의 연구는 합성가스의 이용하여 메탄을 생산하는 공정을 개발하는데 초점을 두고 있으며, 이에 따라 향후 계획된 가스화기의 도입은 석탄을 공급하는 방식이 습식인 공정을 택하고 있어 본 사업에서 선정된 Shell사의 건식 공급방법과는 차이가 있다. 뿐만 아니라, 포스코의 사업은 수소와 일산화탄소의 비가 중요하기 때문에 습식 방법이 유리하지만, 발전을 목적으로 하는 본 사업은 이에 무관하여 상대적으로 열효율이 높은 건식방법을 택하고 있으므로 중복성 문제는 없는 것으로 판단된다.

SK에너지(주)의 사업은 KBR 가스화기를 사용하여 현재는 합성가스를 이용한 DME 제조에 초점을 두고 있다. 위의 KBR 형은 유동층 가스화기로서, 주된 목적은 (1) 아역청탄이나 갈탄과 같은 저급석탄의 활용 (2) 합성가스의 활용 (FT합성, DME 제조) 등이며, (1) 항목에 중점을 두어 가스화기를 개발하고 있다. 이와 같은 저급탄의 가스화는 다른 형태에 비해 상대적으로 긴 체류시간이 필요하기 때문에 본 사업과는 중복되지 않는 것으로 판단된다.

〈표 III-8〉 정부지원이 진행되거나 계획 중인 연구

설 비	주관기관	연구기간	연구 및 운전목적
SNG 합성공정 개발	포스코	'09~	대체천연가스(SNG) 제조
가스화기 개발	SK에너지(주)	'09~	저급탄의 가스화로부터 DME 제조
본 사업 (IGCC)	서부발전	예정	석탄가스화 및 이를 이용한 발전

2. 사업 측면에서의 중복 여부

본 IGCC 사업과 관련되어 계획 중인 사업은 포스코가 주관하는 합성천연가스(SNG)를 제조하는 사업뿐이다. 현재 약 1조원의 사업비를 들여 합성가스를 제조하는 가스화기, 합성가스의 정제시스템, 그리고 메탄을 제조하는 SNG 공정을 구축하는 사업을 진행하고 있다. <표 III-9>에서는 포스코의 SNG 사업과 본 IGCC 사업과의 차별성을 정리하고 있다. 가스화기의 제작사는 Cocnecophillips사인데, Shell사와 달리 습식방법으로 석탄을 주입하며 가스화기 내부의 구성과 합성가스의 정제에도 큰 차이가 있다. 특히, SNG 공정에서는 H₂/CO의 비가 3.0으로 유지하는 것이 매우 중요하기 때문에 IGCC 공정에는 없는 수성가스전환공정이 필요하다. 정제된 합성가스는 IGCC에서는 가스터빈에 의해 발전용으로 사용되지만, 포스코의 SNG 공정에서는 여러 반응기로 구성된 촉매반응에 의해 메탄을 생성하고, 고순도의 메탄은 철강제조공정에서 원료로 사용하게 된다. 이와 같이 포스코의 SNG 사업은 수소와 일산화탄소의 비가 중요하기 때문에 습식 방법이 유리하지만, 발전을 목적으로 하는 본 사업은 이에 무관하여 상대적으로 열효율이 높은 건식방법을 택하고 있을 뿐 아니라 가스정제 공정 및 합성가스의 활용에서도 중복이 발생하지 않는다.

〈표 III-9〉 IGCC와 관련된 계획 중인 사업

항목 \ 공정명	IGCC	SNG
주관기관	서부발전	포스코
가스화기 제작사	Shell	Conocophillips
석탄주입방법	건식	습식
가스화기 구성	다단 상향류	2단 상향류
가스정제	COS/HCN 가수분해 Sulfinol-M Shell-Paques	COS 가수분해 Selexol Claus (재순환)
수성가스전환	없음	H ₂ /CO=3.0으로 유지
합성가스 이용	복합발전	대체천연가스(SNG) 제조

제4절 사업특수평가항목

본 절에서는 IGCC 사업과 기존 석탄발전소와의 연계성에 대한 검토를 하고자 한다. IGCC 실증플랜트의 입지와 관련하여 [그림 III-2]의 후보 부지 1, 2안을 중심으로 기존 부지와의 연계성을 검토하였다. <표 III-10>에 나타난 바와 같이 설비 부지배치에 있어 1안의 경우 2안보다 면적이 넓어 설비간 안정적인 이격거리 확보와 함께 후속호기 시공에 지장이 없음을 보이고 있다. 또한, 공용설비 배치의 경우에도 1안은 석탄취급 설비 및 가스화기를 통해 생성된 슬래그의 이송 컨베이어가 단축되는 장점과 더불어 재활용 슬래그가 본 부지를 통과하지 않기 때문에 부지 내 환경적인 측면에서도 유리함을 확인할 수 있다.

반면 1안은 전력계통 cable tunnel 길이가 2안에 비해 길며, 냉각수 내부계통의 경우 압력차가 커 불안정하고 지하수 매설과의 간섭이 많을 뿐만 아니라 본관굴착 및 공용설비 설치비가 비싸다는 단점을 지니고 있다.

종합적으로 판단할 때, 1안의 경우 가스화기 플랜트를 운영함에 있어 가장 중요한 석탄 공급부의 길이가 2안보다 짧을 뿐만 아니라, 2안의 경우 석탄이 공급될 때 기존발전설비(9, 10호기)와 공급설비 라인의 간섭이 심할 것으로 판단되므로, 1안의 부지 선정은 타당한 것으로 판단된다.

[그림 III-2] IGCC 실증 플랜트 부지 (태안 한국서부발전)¹³⁾〈표 III-10〉 후보 부지별 비교¹⁴⁾

구 분	1안 (교육원 동측 배치방안)	2안 (후속기 서측 배치방안)
부지배치	- 면적 88,750m ² - 설비간 이격거리 넓음 - 후속호기 시공에 지장 없음	- 면적 65,000m ² - 설비간 이격거리 협소 - 후속호기 시공에 지장 우려
공용설비	- 냉각수계통 · 내부계통 압력 크고 불안정 · 지하매설물과 간섭이 많음 - 석탄취급 설비 · 컨베이어 길이 2.5km	- 냉각수계통 · 내부계통 압력 작고 안정적 · 지하매설물과 간섭이 적음 - 석탄취급 설비 · 컨베이어 길이 3.3km
경제성	- 슬래그컨베이어벨트 길이 : 0.3km - 재활용 슬래그 이송(본부지 불통과) · 부지 내 환경, 교통문제 없음 - 본관 굴착 및 공용설비 설치비 : 1,357억원	- 슬래그컨베이어벨트 길이 : 1.0km - 재활용 슬래그 이송(본부지 통과) · 부지 내 환경, 교통문제 우려 - 본관 굴착 및 공용설비 설치비 : 1,193억원

13) 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업 2단계 사업 기획보고서(안), p53

14) 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업 2단계 사업 기획보고서, p98.

제5절 기술적 타당성 분석 종합

지금까지의 기술적 타당성 분석 결과를 요약하면 다음과 같다.

〈표 III-11〉 기술적 타당성 종합 분석

대구분	중구분	분석결과 요약
기술개발계획의 우수성	기술개발 목적 및 수행체계 우수성	· 설계기술은 두산중공업, 건설기술은 서부발전, 운영기술은 전력 연구원 등 각각의 전문기술을 보유하고 있는 기관으로 세부기관이 구성되어 있어 효율적인 연구 수행이 가능할 것으로 판단됨 · 세부과제별로 뚜렷한 연구목표가 적절히 세분화되어 제시되고 있음
	기술개발 성과의 구체성	· 열효율 42%는 현재 IGCC 열효율 중에 가장 높으며, 이를 달성하기 위한 물-스팀의 연계 기술, 공기 연계 기술은 본 연구의 독창적이며 차별화된 기술이라 할 수 있음 · 세부과제별 공정설계용 tool의 개발, 한국형 IGCC 표준모델설계, 운전 훈련 시뮬레이터 등 구체적인 성과물을 제시하고 있음 · 핵심기자재의 기술자립 90%와 설비 국산화를 90% 달성하기 위한 기술자립항목과 국산화 대상이 보다 구체적으로 제시될 필요가 있음.
기술수준 및 기술개발 성공가능성	기술수준	· 석탄 공급, 가스화기부, 합성가스 정제부 등에 대한 대부분의 기술은 이미 상용 공정에서 입증된 기술이며, 특히, Shell 가스화 공정은 분류층 건식 가스화 방식으로 발전 목적으로 가장 우수한 가스화 공정으로 알려져 있음 · 열효율이 42%로 제시되어 있으며, 이 효율이 달성되면 현재 가동중인 IGCC 발전소에서 가장 고효율 발전이 가능한 설비가 될 것으로 판단됨
	기술개발 성공가능성	· Shell 가스화 공정은 1994년부터 네덜란드에서 상업 운전 중으로, 지속적인 개발을 통해 신뢰성이 높음 · 가스화기 내부는 membrane wall로 구성되어 고온 고압의 가스화 환경에서 장기간 안정적인 운전이 가능한 기술이 적용됨 · 발전효율을 높이기 위한 economizer 추가 설치는 기술적으로 이미 검증된 기술로, 열효율 42% 달성은 가능할 것으로 판단됨

〈표 III-11〉 기술적 타당성 종합 분석(계속)

대구분	중구분	분석결과 요약
기존 기술·사업과의 중복 여부	기존 기술과의 중복 여부	· 기존 국내 연구는 석탄 처리량 기준 1~3톤/일급 규모의 bench scale 규모로 진행되었기 때문에, 가스화기의 용량 면에서 큰 차이가 있으며, 현재 진행되고 있는 연구과제인 포스코의 “석탄이용 합성천연가스(SNG) 신공정 개발 및 설계 기술 국산화” 연구는 합성가스를 이용한 천연가스 제조 연구로 발전이 목적인 본 연구와 차이가 있으며, SK에너지(주)의 “무공해 석탄가스화 기술 개발” 연구는 저급탄 대상 가스화기 개발 연구로 본 사업과 중복되지 않음
	기존 사업과의 중복 여부	· 현재 포스코는 자체 자금 1조원을 투자하여 석탄으로부터 SNG를 제조하기 위해 기술사 선정 및 부지 조성 중에 있으며, 동 사업은 석탄에서 SNG를 제조하는 것이 목적으로 미국의 ConocoPhillips사의 습식 가스화 공정을 채택하였으며, 공정 구성도 본 실증사업의 공정과 상이함(정제공정도 상이하며, IGCC 공정에 부재한 수성가스전환공정이 추가되고 복합발전 공정이 없음)
사업특수 평가항목	사업부지의 연계성	· 기존 태안의 석탄화력발전소 부지에 IGCC 실증플랜트 설비를 구축함으로써 석탄취급 설비 및 가스화기를 통해 생성된 슬래그 처리시설을 활용함

분야별 평가 결과를 요약하면, 기술개발 목적 및 수행체계 측면에서는 검토결과 세부과제별로 뚜렷한 연구목표가 적절히 세분화되어 있으며, 사업체계의 구성 및 역할 또한 적절하게 배분되어 있는 것으로 판단된다. 사업 후 최종성과물의 경우에는 공정설계용 tool의 개발, 한국형 IGCC 표준모델설계, 운전 훈련 시뮬레이터 등의 구체적으로 제시하고 있지만, 핵심기자재에 대한 기술자립 90%와 설비 국산화를 90%에 대한 성과물은 더 구체적으로 제시될 필요가 있다.

기술수준 및 성공가능성 측면에서는 각각의 단위공정에 대한 타 공정기술과의 수준평가와 선정된 기술의 성공여부를 검토한 결과, 공정들은 이미 실증설비 규모에서 입증된 기술이므로 성공가능성은 매우 높을 것으로 판단된다. 또한, 열효율을 상승시키기 위해 기존의 공기연계기술과 물-스팀을 연계한 기술을 도입하고 있다는 점에서 열효율 42% 목표는 충분히 달성될 것으로 검토되었다.

기존 기술이나 사업과의 중복성을 검토한 결과, 기존에 수행중인 기술개발사업은 가스화기의 용량 및 형태, 탈황을 포함한 가스정제 공정, 합성가스의 활용의 측면에서 본 사업과 차별성이 크다. 특히, 포스코가 주관하는 합성천연가스 제조 사업은 석탄 주입방법과 가스화기 내부의 구성, 합성가스의 정제뿐 아니라 공정상에 IGCC 공정에는 없는 수성가스전환공정이 필요하다는 점에서 본 사업과 차별성이 지니며, 본 사업에서 발전용으로 사용되는 합성가스를 SNG 공정에서는 촉매반응에 의해 고순도의 메탄을 생성하는 것을 목적으로 한다는 점에서도 본 사업과 중복되지 않는다.

사업부지의 연계성 측면에서 기존 태안의 석탄화력발전소 부지에 IGCC 실증플랜트 설비를 구축함으로써 석탄취급 설비 및 가스화기를 통해 생성된 슬래그 처리시설을 활용할 수 있는 장점이 있으며, 2개의 부지 중 설비 간 이격거리, 후속호기 시공에 영향 및 석탄취급설비 등의 관점에서 1안을 선택한 것은 타당성이 있다고 판단된다.

〈표 III-12〉 기술적 타당성 종합 평가

대구분	중구분	평가결과				
		1	2	3	4	5
기술개발계획의 우수성	기술개발 목적, 수행체계 우수성					○
	기술개발 성과의 구체성				○	
기술수준 및 기술개발 성공가능성	기술수준				○	
	기술개발 성공가능성					○
기존 기술·사업과의 중복 여부	기존 기술과의 중복 여부					○
	기존 사업과의 중복 여부					○
사업특수평가항목	사업부지의 연계성					○

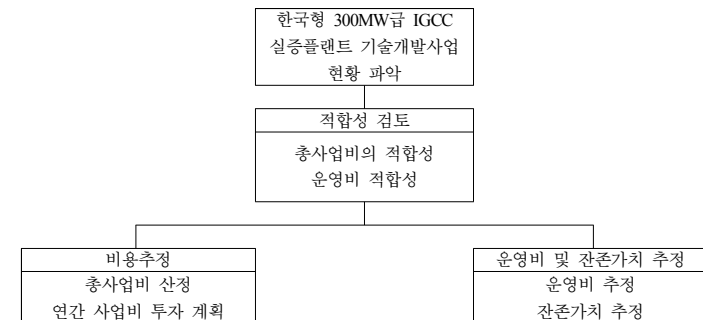
주: 1) 미흡함, 3) 보통, 5) 우수함.

제IV장 비용추정

제1절 비용 추정 방법 개요

본 장에서는 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업의 총사업비, 운영비 및 총비용을 추정한다. 총사업비 추정을 위하여 본 사업의 사전용역보고서에 해당하는 전기연구원 보고서 『300MW급 IGCC 실증플랜트 사업의 2단계 사업비 산정 및 정부지원금 확보방안 연구』와 사업주관부처인 지식경제부가 제출한 『한국형 300 MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업 2단계 사업기획보고서』, 사업주관기관인 한전에서 제공한 자료들을 토대로 하여 총사업비, 운영비의 적합성을 검토하였으며 검토 결과를 반영하여 총사업비와 운영비, 총비용을 추정하였다.

〔그림 IV-1〕 비용추정의 진행 순서와 내용



총사업비 추정에 있어 요구안은 전기연구원의 사전용역보고서와 지식경제부의 『2단계 사업기획보고서』에 기술된 사업내용과 사업비를 의미한다. 다만 본 조사사업의 진행과정에서 사업기간이 기존의 3년에서 5년으로 변경됨에 따라 건설중이자를 계산정하여 요구안에 포함시켰다. 본 조사사업에서는 요구안에 포함된 세부 1과제, 2과제, 3과제, 그리고 각 세부과제별 세부과제별로 사업내용의 적정성과 사업비규모의 적정성을 검토하여 대안을 마련하고 이에 대한 총사업비를 추정하였다. 또한 참고용으로 NETL보고서¹⁵⁾를 기준으로 하여 직접공사비를 산정하고, 이를 요구안에서 제시한 직접공사비와 비교하였다.

운영비는 연료비(석탄가격)의 산정방식에 따라 네 가지 시나리오를 마련하였다. 첫 번째 시나리오(1-A)는 IGCC의 운전에 소요되는 연료비를 산정함에 있어 유가 전망치 기준안을 토대로 추정된 미래 유연탄 가격 전망치를 사용하였으며, 두 번째 시나리오(1-B)는 유가 전망치 고유가를 기준으로 추정된 미래 유연탄 가격 전망치를, 세 번째 시나리오(1-C)는 유가 전망치 저유가를 기준으로 추정된 미래 유연탄 가격 전망치를 사용하여 연료비를 산정하였다. 마지막 시나리오(2)는 IGCC의 운전에 소요되는 연료비를 산정하기 위해 2009년 유연탄 가격 실적치를 사용하였다.

운영비가 네 가지 시나리오를 따라 추정됨에 따라, 총사업비에 운영비 및 잔존가치가 반영되는 총비용 또한 요구안, 대안별로 각각 네 가지 시나리오별로 추정되었다. 다음의 <표 IV-1>은 이상의 총비용 추정과정을 정리하고 있다.

〈표 IV-1〉 요구안, 대안의 총사업비, 총비용 추정과정 요약

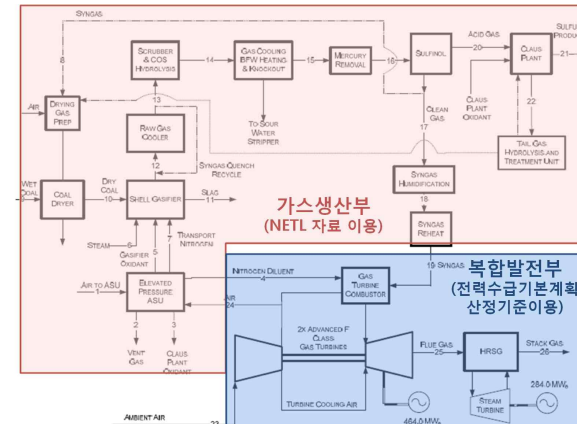
총사업비 추정		운영비 · 잔존가치 추정	총비용 추정
요구안	- 2단계 사업기획보고서 - 건설증이자 재산정	- 시나리오 1-A: 기준유가 전망치 기준 연료비 산정 - 시나리오 1-B: 기준 유가 전망치 기준 연료비 산정 - 시나리오 1-C: 저유가 전망치 기준 연료비 산정 - 시나리오 2: 2009년 실적치 이용 연료비 산정	요구안-1-A 요구안-1-B 요구안-1-C 요구안-2
대안	- 요구안 사업내용, 사업비 검토 - 용량, 환율 수정 - 부대비, 예비비 수정 - 부가세 포함 등		대안-1-A 대안-1-B 대안-1-C 대안-2

제2절 총사업비 추정: 요구안

1. 요구안 세부 2과제 총사업비 추정내용 검토

총사업비를 산정하기 위하여 먼저, 『2단계 사업기획보고서』에서 제시된 2단계 IGCC 실증 플랜트 사업비 산정 자료에 대한 평가 및 분석을 실시하였다. 이 자료에서는 IGCC 플랜트 구성을 합성가스를 생산하는 가스생산부와 가스터빈 및 증기터빈으로 구성된 복합발전부로 나누고, 각 부분에 대한 비용 산정 기준을 별도로 정하였다. 가스생산부는 국내에 상용화 실적이 존재하지 않기 때문에 미국 NETL에서 발간된 보고서 자료에 제시된 내용을 기준으로 비용을 산정하였고, 복합발전부는 LNG 복합발전부와 유사하다는 점을 고려하여 국내 실적자료¹⁶⁾를 기준으로 비용을 산정하였다. 또한 공통설비비용은 LNG 복합발전 설비 비용을 기준으로 IGCC 설비의 용량에 따라 보정을 실시하여 결정하였다.

[그림 IV-2] 『2단계 사업기획보고서』의 총사업비 추정 기준

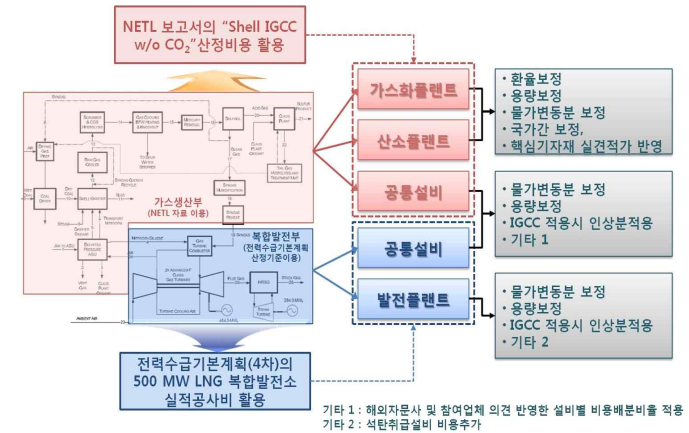


가. 총사업비 추정 방법

총사업비는 직접공사비, 간접공사비, 건설중이자로 구분하였으며, 직접공사비를 산정하기 위하여 가스생산부는 가스화플랜트, 산소플랜트, 가스생산부 공통설비의 3 부분으로 구분하고, 복합발전부는 발전플랜트, 복합발전부 공통설비의 2부분으로 구분하여 각기 다른 기준에 근거한 비용산정 및 조정내역을 반영하였다. 총 5개의 구분된 영역을 구성하고 있는 단위 설비의 비용항목은 기본적으로 기자재비(Equipment cost), 시공재료비(Material cost), 인건비(Labor cost)의 3 항목으로 이루어져 있다. 가스생산부를 구성하고 있는 가스화플랜트와 산소플랜트에 대해서는 NETL의 자료를 기준으로 산정하였다. NETL 보고서에 제시된 비용은 748 MW의 IGCC 플랜트에 대해 2006년 12월 미국달러를 기준으로 계산되었기 때문에, 환율보정(1,150원/\$), 물가변동분 보정('06.12 → '09.06), 국가보정(미국 → 한국), 용량보정(748 MW → 375 MW)을 수행하였고, 가스화부의 핵심기자재인 가스화기(Gasifier)와 합성가스 냉각기(Syngas Cooler)에 대해서는 두산중공업의 견적가를 반영하는 조정과정을 거쳤다.

가스생산부 공통설비와 복합발전부 공통설비, 복합발전부 발전플랜트에 대해서는 4차 전력수급기본계획 내의 국내 설치된 500 MW급 LNG 복합발전소의 실적공사비를 기준으로, 물가변동분 보정('07.12 → '09.06), 용량보정(552 MW → 286 MW)¹⁷⁾은 동일한 기준으로 수행되었으며, IGCC 설치시 비용증감분 적용, 해외자문사 및 참여업체의 의견을 반영한 설비별 블록간 비용배분비율 보정, 석탄취급설비 추가 등은 해당사항이 있을 경우 반영하는 조정과정을 거쳤다.

[그림 IV-3] 『2단계 사업기획보고서』의 총공사비 내 직접공사비 추정 방법



간접공사비는 설계용역비, 사업주제경비, 외자조작비, 예비비로 나누어 산정하였으며, 설계용역비에는 라이선스 비용을 포함하여 직접공사비의 4.5%에 해당하는 엔지니어링 사업대가 기준요율을 적용하였다. 사업주제경비, 외자조작비, 예비비는 전력수급기본계획(4차)의 요율을 적용하여 각각 직접공사비의 4.5%, 기자재비 외자분의 16%, 직접비 내자분의 3%를 적용하여 산정하였다. 건설중이자자는 직접공사비와 간접공사비용에 대해 건설중 발생하는 이자로 자기자본과 타인자본의 비율을 50 : 50으로 하고, 자기자본에 대한 할인율을 7.5%로 타인자본에 대한 이자율을 5.5%로 한 경우로 가중평균자본비용에 대한 할인율은 6.5%로 적용하였다.

17) IGCC 실증플랜트의 설비용량을 LNG 복합발전플랜트 기준으로 환산한 용량

〈표 IV-2〉 『2단계 사업기획보고서』 총사업비 추정시 조정 항목 및 적용수치 요약

조정 항목		적용 수치
직접 공사비 조정 내역	환율(원/\$)	1,150
	가스생산부 기자재/재료비에 대한 물가변동분	0.0488
	가스생산부 인건비에 대한 물가변동분	0.0743
	복합발전부 외자에 대한 기자재, 재료비에 물가변동분	0.1605
	복합발전부 내자에 대한 기자재, 재료비에 물가변동분	0.0559
	복합발전부 국내 인건비 물가 변동분	0.0957
	기자재비에 대한 국가간 보정	0.9209
	재료비에 대한 국가간 보정	0.7023
	인건비에 대한 국가간 보정	0.6887
	Sacle factor	0.77
	NETL Shell IGCC Gross power(MW)	748
	NETL Shell IGCC Net power(MW)	636
	NETL NGCC Gross Power (MW)	570
	NETL NGCC Net Power (MW)	560
	실증설비 Gross Power (MW)	375
간접 공사비 조정 내역	실증설비 Net Power (MW)	318
	라이센스비용(백만원)	33,500
	설계 용역비용(직접공사비에 대한 비율, %)	4.5
	사업주제경비용(직접공사비에 대한 비율, %)	4.5
	외자조작비용(기자재비 중 외자분의 비율, %)	16
	예비비(직접비 중에서 내자분의 비율, %)	3
	건설중 이자 계산시 할인율(%)	6.5

나. 요구안 세부 2과제 총사업비 추정내용 검토

1) 직접공사비 검토 사항 1: 가스생산부

가스화 플랜트를 구성하고 있는 부분 중에서 가스화기와 합성가스 냉각기 및 보 조설비는 NETL의 보고서 자료가 아닌 두산중공업 견적가의 90%를 기자재비로 산정 하고 시공재료비는 WorleyParsons사 산정분, 인건비는 NETL 보고서에서 제시한 비용 을 적용하였다. NETL 보고서 상의 수치는 IGCC 플랜트의 효율이 41.1% 기준으로 계 산된 값이나 본 실증사업의 효율은 42%이고, 효율의 차이는 가스화기에 의해 결정된 다는 점을 감안하여, 효율 42%기준으로 한 두산중공업의 가스화기 견적가를 적용하 였다. 두산중공업 견적이 내에 포함되어 있는 시공재료비와 인건비는 가스화기를 구 성하는 압력용기와 열교환기와 관련된 재료비와 인건비이므로 압력용기와 열교환기

이외의 가스화기 제작에 필요한 재료비와 인건비와는 중복되지 않는다. 재료비의 Worley parsons 견적가는 두산중공업 견적가에 포함된 가스화기를 제외한 나머지 부 분의 기자재비를 재료비 항목으로 산정한 것이다. 두산중공업 견적가는 111,042백만 원이고 이 금액(111,042백만원)의 90%인 99,938백만원이 “4.1 Gasifier, Syngas Cooler & Aux.”설비의 기자재비로 산정되었다.

[그림 IV-4] 가스화부 “4.1 Gasifier, Syngas Cooler & Aux.” 비용계산 근거

Acct	Item/Description	Reference (748 MW/06.12/1000\$/미국)				보정 (375 MW/09.7/백만원/한국)				비고
		Equip.	Mat.	Labor	BEC	① Equip	② Mat	③ Labor	BEC	
4.1	Gasifier, Syngas Cooler & Aux. (국내 계획)	133,051	-	58,510	191,561	99,938	31,933	29,252	161,123	2단계 사업계획서 근거
4.1	Gasifier, Syngas Cooler & Aux. (NETL)	33,051	-	58,510	191,561	86,840	-	29,254	116,094	NETL 자료 근거

- ① 두산중공업 견적가의 90% 적용
② WorleyParsons사 산정값 적용
③ 인건비

2) 직접공사비 검토 사항 2: 공통설비부

공통설비를 구성하고 있는 각 설비에 대한 보정내용중 LNG 복합발전 기준으로 산정된 부분을 IGCC에 적용함에 따라 추가되는 비용중감비율을 단순히 552 MW급 NGCC 설비에서 공통설비 비용을 IGCC 공정에 적용할 경우(발전용량 286 MW)의 비 용 비율로 계산하였다.

[그림 IV-5] 공통설비부 공정별 추가비용 산정근거

Acot	Item/Description	비용 (NETL Case 31)				공통설비 비용 추산				① 공통설비				② 공통설비 추산			
		Equip.	Mat.	Labor	BEC	Equip.	Mat.	Labor	BEC	Equip.	Mat.	Labor	BEC	Equip.	Mat.	Labor	BEC
3.7	Waste Treatment Equipment	0.26	0.00	0.50	154	-	0.02	0.38	131	-	0.02	0.38	131	-	0.02	0.38	131
3.8	Steam Piping	2.24	0.00	5.58	5177	-	4.207	9.383	3121	-	2.536	5.905	1279	-	2.536	5.905	1279
3.9	Boiler Equipment	1.25	0.00	2.77	2594	-	2.263	5.057	1745	-	1.304	3.04	1000	-	1.304	3.04	1000
3.10	Station Service Equipment	0.60	0.00	0.19	1393	-	1.151	1.542	833	-	0.62	0.85	1000	-	0.62	0.85	1000
3.11	Boiler & Motor Control	0.77	0.00	0.40	1772	-	2.74	2.147	1309	-	0.77	0.40	1000	-	0.77	0.40	1000
3.12	Cable & Cable Tray	0.00	0.47	4.41	-	1374	10.40	4.42	-	708	226	1279	4388	1000	1000	4373	4373
3.13	Wire & Cable	0.00	10.62	2.63	-	3.095	2.000	5.035	-	2148	1.242	3.46	1000	2.277	2.004	2.740	2.740
3.14	Protective Equipment	0.00	2.59	5.62	-	877	3.629	3.706	-	529	1.376	2.23	1000	1.208	1.284	1.275	1.275
3.15	Handily Equipment	0.05	0.00	0.10	110	-	119	257	71	-	84	115	2203	1000	2.433	2.446	2.446
3.16	Main Power Transformers	5.54	0.00	0.20	12331	-	113.05	7729	-	130	1.00	1.00	1000	1.00	1.00	1.00	1.00
3.17	Electrical Foundation	0.00	0.62	0.60	-	209	471	681	-	126	284	441	1000	1.220	1.284	1.270	1.270
3.18	EGC Control Equipment	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	1000	1.000	1.000	1.000	1.000
3.19	Combustion Turbine Control	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	1000	1.000	1.000	1.000	1.000
3.20	Other Major Component Control	0.36	0.00	0.95	842	-	676	1.538	508	-	407	913	1381	1000	1.479	1.433	1.433
3.21	Signal Processing Equipment	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	1000	1.000	1.000	1.000	1.000
3.22	Control Rooms, Panels & Bids	0.11	0.00	0.25	252	-	134	446	152	-	117	203	1059	1.000	1.115	1.088	1.088
3.23	Computer & Aux.	1.74	0.00	0.20	4026	-	155	4332	2428	-	94	252	1541	1000	1.644	1.544	1.544
3.24	Instrument Wiring & Tubing	0.00	2.77	2.44	-	938	16.879	2.008	-	565	1.007	1.87	1000	1.386	1.431	1.431	1.431
3.25	Other I & C Equipment	0.65	0.00	1.60	1503	-	4379	5.880	905	-	2040	3.54	2763	1000	0.933	1.207	1.207
3.26	Site Preparation	0.00	0.43	1.40	-	107	276	2.831	-	89	1.013	1.71	1000	1.130	1.237	1.237	1.237
3.27	Site Improvement	0.00	4.00	1.97	-	1353	1.542	2.896	-	836	930	1.74	1000	2.206	2.361	2.202	2.202
3.28	Site Facilities	0.80	0.00	3.20	2009	-	2160	4.519	1230	-	1507	2797	1000	1.000	2.079	2.004	2.004
3.29	Combustion Turbine Area	0.00	1.06	0.22	-	859	174	512	-	226	1.05	1.42	1000	1.042	1.124	1.071	1.071
3.30	Steam Turbine Building	0.00	0.26	4.00	-	3334	3.853	4.897	-	3.089	2.227	4.21	1000	2.200	1.946	1.110	1.110
3.31	Administration Building	0.00	2.24	0.50	-	725	401	1.177	-	407	77	21	1000	1.053	1.053	1.053	1.053
3.32	Evaporation Water Pump House	0.00	0.71	0.14	-	242	111	152	-	146	97	21	1000	1.108	1.107	1.111	1.111
3.33	Water Treatment House	0.00	1.50	0.50	-	536	403	987	-	123	272	69	1000	1.208	1.193	1.131	1.131
3.34	Wastewater Shop	0.00	1.86	0.47	-	628	373	999	-	379	224	69	1000	1.194	1.170	1.134	1.134
3.35	Warehouse	0.00	1.20	0.26	-	405	244	632	-	244	136	69	1000	2.718	2.325	2.009	2.009
3.36	Other Building & Structures	0.00	0.36	0.10	-	122	62	201	-	71	49	12	1000	5.458	5.040	5.040	5.040
3.37	Water Treatment Building & St.	0.00	3.40	1.00	-	479	791	2.56	-	286	472	79	1000	1.127	1.146	1.146	1.146
	Total Cost					11,481	14,931	10,642	10,040	20,338	8,994	22,093	53,272				

① LNG 복합설비 대비 IGCC 설비의 비용중감비율

3) 직접공사비 검토 사항 3: 복합발전부

복합발전부를 구성하고 있는 비용항목에 대한 보정내용중 LNG 복합발전 기준으로 산정된 부분을 IGCC에 적용함에 따라 추가되는 비용증감비용은 단순히 NGCC(570 MW)에 대한 설비 비용을 IGCC 공정에 적용할 경우(발전용량 286 MW)의 비용 비율로 계산되었다.

[그림 IV-6] 복합발전부 공정별 추가비용 산정근거

공정구분		정확수급기준금액 (단위: 백만원, 300: 999.99)				단위 추가 비용	정확비 안전비 기준	불가변비용	발전비용 ①	정비 보통수준 정비	추가비용	정비비 보통수준 정비	추가비용
		단위 #1	단위 #2	단위 #3	단위 #4								
가정발전	주기기	내지	-	22,901	97,597	293,700	14,037	49,637	53,412	31,599	1,142	33,126	36,126
	외지	292,234	169,015	143,016	74,407	120,715	120,715	143,090	64,480	1,142	66,960	96,960	
	보조기기	내지	13,112	27,035	6,391	121,800	26,481	26,481	27,940	16,045	1,071	18,045	20,450
	외지	-	-	65,048	13,415	8,435	8,435	10,947	9,935	1,071	7,075	7,075	4,020
소계	내지	13,112	59,430	109,160	175,500	70,080	70,080	80,352	43,444	54,172	32,590	56,590	
	외지	292,234	169,015	210,064	88,022	130,145	130,145	151,037	81,059	103,631	103,631	101,496	
	정비비	15,857	21,213	55,621	39,500	21,199	8,595	12,631	13,935	1,410	11,794	13,794	12,844
	정비비	21,815	11,990	40,050	38,500	17,255	4,515	4,515	2,355	2,355	3,354	3,354	2,050
사양별	전기/냉각	내지	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	외지	4,579	15,056	195,506	87,200	25,872	13,527	14,283	9,611	1,442	12,452	25,091	27,094
	정비비	25,745	25,352	40,500	72,400	26,937	4,395	4,394	2,987	1,955	4,155	4,155	4,155
	정비비	1,300	-	8,430	5,500	2,353	1,205	1,325	799	1,432	1,147	1,147	1,147
부대설비	내지	69,365	69,402	336,271	275,105	103,384	103,384	112,000	67,609	112,000	144,494	129,349	
	외지	62,482	118,919	442,409	550,000	179,403	179,403	192,390	115,975	166,631	207,082	194,005	
	정비비	292,234	169,015	210,064	88,022	130,145	130,145	151,037	81,059	103,631	103,631	101,496	
	정비비	284,716	287,384	655,129	678,022	389,631	389,631	461,516	207,028	270,401	316,695	286,131	
직접비 합계	내지	930	930	1,108	1,108	591	591	625	704	721	629	763	
	외지	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	정비비	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	정비비	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

① LNG 복합설비 대비 IGCC 설비의 비용증감비용

4) NETL 보고서를 기준으로 한 직접공사비

NETL 보고서에는 다양한 가스화기술을 적용한 IGCC 발전 및 화력발전, 천연가스 발전방식에 따른 플랜트 성능 및 비용에 대한 분석자료가 제시되어 있다. 이 중 Shell사의 IGCC 공정(748 MW급, CO₂ 포집하지 않는 경우)에 대한 직접공사비 산정 자료를 기준으로 375MW에 대한 용량보정을 비롯하여 물가변동 보정, 환율보정, 국가 보정 등 『2단계 사업기획보고서』에서 적용한 동일한 보정기준을 적용하여 직접 공사비를 예측하였다. 이는 요구안에서 제시된 『2단계 사업기획보고서』의 사업비 산정기준은 가스화생산부에 대해서만 NETL 자료를 기준으로 하였고 복합발전부에 대해서는 국내의 전력수급기본계획 산정기준을 적용하였기 때문에 복합발전부에 대해서도 NETL 자료를 기준으로 산정하였을 경우의 직접공사비 계산결과를 참고적으로 비교하기 위함이다. 단, 비교대상은 총사업비가 아닌 직접공사비에 한한다.

〈표 IV-3〉 NETL 보고서에 제시된 기술 비교

발전방식	가스화기/보일러 기술	발전용량 (Gross, MW)	CO ₂ 포집 여부	직접비 산정을 위한 Reference로 선정
IGCC	GE Energy	770	X	
	Ge Energy	745	O	
	ConocoPhillips(E-Gas)	743	X	
	ConocoPhillips(E-Gas)	694	O	
	Shell	748	X	◎
PC	Shell	694	O	
	Subcritical PC	583	X	
	Subcritical PC	680	O	
	Supercritical PC	580	X	
NGCC	Supercritical PC	663	O	
	HRSG	570	X	
	HRSG	520	O	

〈표 IV-4〉 『2단계 사업기획보고서』 vs. NETL 보고서 기준 직접공사비 비교

비용항목(백만원)		전기연구원 산정결과	NETL 보고서 기준 산정결과	차이
직접 공사비	가스화부	444,298	409,480	34,818
	복합발전부	286,038	175,556	110,482
	직접공사비 총계	730,336	585,036	145,300

NETI 자료를 이용한 IGCC 플랜트 직접공사비(BEC)는 585,036 백만원으로 『2단계 사업기획보고서』의 직접공사비 730,336백만원과 차이가 있음을 알 수 있다. NETL 보고서 기준으로 산정한 직접공사비와 『2단계 사업기획보고서』에서 산정한 직접공사비의 차이는 『2단계 사업기획보고서』의 비용 산정 시 가스화 생산부를 구성하고 있는 가스화기 및 합성가스 냉각설비에 대해 두산중공업의 견적가를 반영한 것과 복합발전 부분의 비용산정에 있어서 4차 전력수급기본계획에 의한 LNG 복합발전 공사비를 기준으로 한 부분에서 발생한 것으로 판단된다. 발전설비의 공사비용은 건설되는 지역에 대한 의존성(기초공사여부, 연중공사일 수 등)이 강하다는 특성이 있으므로, NETL의 공사비 계산과 국내에 설치되는 IGCC 실증플랜트의 공사비 계산 조건이 다를 수 있으므로 구체적인 조건이 명시되지 않은 NETL의 계산 결과로부터 도출된 직접공사비와 『2단계 사업기획보고서』에서 제시된 IGCC 실증플랜트의 사업비 산정 결과를 단순히 비교하는 것은 무리가 있을 것으로 판단된다.

2. 요구안의 총사업비 추정

300 MW급 실증플랜트 설비에 대한 건설비용을 산정한 전기연구원의 보고서를 바탕으로, 지식경제부에서 제시한 『2단계 사업기획보고서』에는 실증 플랜트 건설을 포함한 총 3개의 세부과제로 사업 추진을 제안하였다. 현재 『2단계 사업기획보고서』에 제시된 세부 1과제 사업비는 31,712백만원, 세부 2과제는 994,100백만원, 그리고 세부 3과제 사업비는 18,000백만원으로서, 전체 총 사업비는 1,043,812백만원으로 제시되었다.

『2단계 사업기획보고서』에서 제시된 직접공사비, 간접공사비, 건설 중 이자를 합한 실증설비 총공사비는 951,937백만원이고, 세부 2과제 사업비 내에서 실증설비 건설비용을 제외한 나머지 비용은 연구개발 비용으로 책정되어 있는 것으로 판단되며, 따라서 세부 2과제 내의 Test-bed 구축을 포함한 연구개발비용 등은 세부 2과제의 총사업비용 994,100백만원에서 실증설비 건설비용으로 산정된 951,937백만원을 제외한 42,163백만원일 것으로 판단된다.

한편, 당초 『2단계 사업기획보고서』에서 세부 2과제의 실증플랜트 공사비를 산정할 때 포함되는 건설중이자는 3년 공사를 기준으로 산정되어 79,763백만원이었다. 그러나 예비타당성조사를 진행하는 과정에서 전체 사업기간이 5년으로 연장되었으므로 건설중이자 또한 재산정하여 요구안의 총사업비를 추정하는 것이 타당할 것으로 판단된다. 사업비가 5년에 걸쳐 배분되는 것을 기준으로 건설중이자를 재산정할 경우 건설중이자는 142,267백만원으로 산정된다.

따라서, 『2단계 사업기획보고서』에서 총사업비는 순수 연구개발비용을 포함하여 총 1,043,812백만원으로 제시되어 있으나, 재 산정된 건설중이자를 반영할 경우 요구안의 총사업비는 1,106,316백만원이 된다. 또한 세부 1과제 사업비, 세부 3과제 사업비 그리고 세부 2과제에서 실증설비 건설비용을 제외한 금액(연구비용)은 91,875백만원이 된다.

〈표 IV-5〉 요구안의 세부과제별, 연도별 사업비 구성내역

과제	기 술	추진연도					합계
		4차년	5차년	6차년	7차년	8차년	
세부 1과제	실증 가스화 플랜트 제작 및 설계	46.1	47.0	30.5	26.1	20.7	170.4
	가스화 플랜트 개념기본설계 및 최적화	12.1	11.2	15.1	9.9	9.0	57.3
	핵심기자재 설계/제작	20.2	11.9	12.6	11.0	6.5	62.2
	단위공정 개발 및 설비 국산화	7.6	6.9	5.8	3.9	2.9	27.1
	소계	86	77	64	50.9	39.1	317
세부 2과제	가스화 플랜트 기술도입 (라이선스 도입)	-	-	-	70.0	-	70
	IGCC플랜트 종합설계 (가스화 플랜트 공정설계 포함)	53.2	53.2	74.5	53.2	31.9	266
	IGCC플랜트 제작 및 설치	754.5	2,364.6	4,373.9	2,438.1	57.5	9,988.6
	IGCC플랜트 실증운전 및 설계 표준화	-	-	-	-	106.4	106.4
	가스화기 Test-Bed 구축	10.0	40.0	40.0	25.0	20.0	135
	소계	817.7	2,457.8	4,488.4	2,586.3	215.8	10,566
세부 3과제	운전감시 시스템	7.6	7.5	12.7	19.5	9.9	57.2
	가스터빈 연소최적화	6.4	8.9	5.2	10.5	5.6	36.6
	운전훈련 시뮬레이터	4.0	11.6	24.8	23.1	6.0	69.5
	IGCC 탈황시스템 최적 운전기술 개발	3.9	3.3	3.2	3.5	2.7	16.6
	소계	21.9	31.3	45.9	56.6	24.2	179.9
총 계		926	2,566	4,598	2,694	279	11,063

세부1과제의 “실증 가스화 플랜트 제작 및 설계” 비용과 세부2과제의 “IGCC 실증 플랜트 제작 및 설치”비용의 중복 여부를 평가하기 위하여 해당 세부, 세세부 과제의 범위를 검토하였고, 세부 3과제에 대해서도 연구목표의 적절성 및 중복성을 검토하였다.

세부 1과제는 “가스화기 설계기술 개발”로 총 4개의 세세부과제로 구성되어 있으며 각각의 세세부과제별 사업내용과 목표는 <표 IV-6>에 정리되어 있다. 세부 3과제는 “실증플랜트 운영기술 개발”로 총 4개의 세세부과제로 구성되어 있으며 각각의 세세부과제별 사업내용과 목표는 <표 IV-7>에 정리되어 있다.

〈표 IV-6〉 세부 1과제의 구성 및 세부 기술개발 내용

과제	최종목표	세부 기술 개발 내용
실증 가스화 플랜트 제작 및 설계	300 MW급 가스화 플랜트 설계 기술 개발	I단계에서 기술개발한 가스화 플랜트 FEED 설계를 upgrade 및 최적화하고 EPC 단계의 엔지니어링을 수행하여 실증플랜트 건설
	-가스화 플랜트 엔지니어링 기술자립율	운전보수 Manual 작성
	90% 달성 -가스화 플랜트 종합설계 완성	실증운전 결과 data 분석 및 한국형 IGCC 표준모델 개발(가스화 플랜트 분야)
가스화 플랜트 개념 기본설계 및 최적화	가스화 설비를 증심으로 주변 설비를 반영한 성능예측 모델을 완성하여 개념기본 설계 역할을 확보하고 IGCC 공정에 대한 최적화 기술을 개발함	가스화 플랜트 공정설계 Tool 개발 IGCC 가스화 플랜트 Utility & BOP System 개념기본설계 Tools 개발 IGCC 가스화 플랜트의 BDP 자립설계 가스화 플랜트 공정최적화 기술개발 IGCC 플랜트 Integration 기술개발 실증 가스화 플랜트 운전제어 모델개발 가스화 플랜트 동특성 해석
		CCS연계형 IGCC 가스화 플랜트 개념설계 기술개발
		가스화 플랜트 Availability 향상 기술개발 / Trouble Shooting
	300 MW급 가스화플랜트 핵심기자재(가스화기 및 합성가스 냉각기)의 설계 및 제작기술개발	가스화플랜트 핵심기자재 제작 기반을 구축하고 태안 #1 IGCC 제작 기술 개발
	- 핵심기자재 기술자립율 90 % 달성 - 핵심기자재 설비국산화율 90 % 달성	가스화플랜트 핵심기자재 기본 및 상세설계 기술 개발하여 후속호기 적용
	국내 IGCC산업의 활성화와 기반기술 확대를 위해 국내 연구기관을 활용하고 제작업체를 발굴하여 가스화 플랜트 단위공정에 대한 기술개발 및 설비국산화 역량을 확보함.	충 가스화 버너, Slag Handling 및 Particle Removal System 등은 보일러 유사설비 설계/제작 경험을 보유하고 있는 업체와 공동으로 기술개발 및 국산화 Slag 거동에 따른 300MW급 가스화기 및 합성가스 냉각기 내부의 열유동 해석 기술개발 300MW급 가스화 플랜트와 복합발전 연계 성능예측 프로그램 기술개발 건설 IGCC 가스화 공정에 대한 운전·제어 특성 해석 기술개발
		IGCC용 상용급 습식탈황 설계기술 개발

〈표 IV-7〉 세부 3과제의 구성 및 세부 기술개발 내용

과제	최종목표	세부 기술 개발 내용
IGCC 실시간 운전감시 시스템 개발		IGCC 실증플랜트 공정 모델링 IGCC 실증 플랜트 운전감시시스템 개발 IGCC 실증 플랜트 운전정보시스템 설치 IGCC 플랜트 성능감시시스템 설치 IGCC 플랜트 운전감시시스템 튜닝 및 운용지침서 개발
		IGCC 가스터빈 고압 연소기반 기술 개발 GE7FA 가스터빈의 석탄가스 연소기술 개발 GE7FA 가스터빈의 석탄가스 연소최적화 기술개발 IGCC 실증플랜트 연소진단기술 개발 IGCC 실증플랜트 연소진단 기술 적용 및 튜닝기술 개발
		IGCC 실증플랜트 운전 훈련 시뮬레이터 개발계획 수립 IGCC 실증플랜트 운전훈련 시뮬레이터 시스템 설계 및 모델 개발 IGCC 실증플랜트 운전 훈련 시뮬레이터 설치/튜닝 및 훈련실시
IGCC 가스터빈 연소최적화 기술개발	한국형 300 MW급 IGCC 실증플랜트 신뢰도와 가동율 향상 및 운전유지 경비 저감을 위한 안정적인 운영기술 개발	습식 탈황 공정의 최적운전 기술개발
IGCC 운전훈련 시뮬레이터 개발 및 전문요원 양성		고효율 습식 탈황제 개발
IGCC 탈황시스템의 최적 운전기술 개발		

세부 2과제에서 수행하는 실증플랜트 건설은 IGCC 실증플랜트의 제작 및 설치, Test-bed 구축 및 운전에 한정되어 있는 반면, 세부 1과제는 300MW급 IGCC 플랜트의 설계기술 개발, 가스화 플랜트의 공정설계 Tool 및 기본 설계 패키지 등의 가스화 플랜트 개념 기본 설계 및 최적화 기술 개발, 핵심기자재인 가스화기와 합성가스 냉각기의 기술자립 및 국산화를 위한 제작/설계기술 개발, 단위공정의 개발 및 설비 국산화를 위한 연구개발사업이라는 점에서, 세부 1과제와 세부 2과제 간에는 사업내용이 중복되지 않는다. 또한 실증플랜트 건설과 더불어 세부 1과제에서 개발된 기술을 근간으로 한국형 IGCC 표준 모델을 구축한다는 점에서 세부 1과제의 수행 필요성 또한 인정된다.

세부 3과제는 IGCC 플랜트의 신뢰도 및 가동율을 높이고 운전 유지비용을 저감하기 위한 운영기술 개발을 목표로 하고 있어, 국내 최초로 건설되는 IGCC 플랜트에서 발생할 수 있는 설비 및 운전상의 문제점들을 최소화하고 운영기술을 확보하기 위해 타당한 연구내용으로 판단된다.

『2단계 사업기획보고서』에서 제시된 금액을 바탕으로 하되, 세부 2과제 총사업

비에 5년 기준으로 재산정된 건설중이자를 반영한 요구안의 전체 총사업비 구성내역은 <표 IV-8>에 정리되어 있으며, 이 표를 바탕으로 KDI 총사업비 양식으로 전환한 결과는 <표 IV-9>에 정리되어 있다.

<표 IV-8> 요구안의 총사업비 구성내역: 『2단계 사업기획보고서』 양식

비용항목				계 (백만원)
직접 공사비	가스화부	기자재비		261,493
		시공비	기계분야	67,281
			계전분야	15,346
			토목분야	11,921
			건축분야	
		계		356,041
		산소 플랜트		88,257
	소계		444,298	
	복합 발전부	기자재비	주기기	132,687
			보조기기	25,395
			계	158,082
		시공비	기계분야	23,622
			계전분야	8,847
			토목분야	65,353
			건축분야	30,135
			계	127,956
		소계		286,038
	직접공사비계			730,336
간접 공사비	설계 용역비 (라이센스비 포함)			66,365
	사업주제경비			32,865
	외자 조작성비			29,164
	예비비			13,444
	간접공사비 계			141,838
소계			872,174	
건설중이자			142,267	
총 공사비			1,014,441	
연구개발비용			91,875	
총사업비(부가세 미포함)			1,106,316	

<표 IV-9> 요구안의 총사업비 구성내역

구분	공종	금액(백만원)	산정방식	비고
A. 건축공사비	기계공사비	90,902		- 세부2과제 - 부대비 산정 시 지침상의 요율을 적용함에 있어 제3종(복잡)을 적용
	계전공사비	24,193		
	토목공사비	77,274		
	건축공사비	30,135		
	소계(①)	222,504		
	부가가치세(②)		적용 안함	
B. 기자재비	합계(①+②)	222,504		
	주기기	482,437	가스화기 기자재비+산소플랜트 + 복합발전 주기기	
	보조기기	25,395		
	소계(③)	507,832		
	부가가치세(④)		적용 안함	
C. 부대비	합계(③+④)	507,832		
	설계비	66,365	전기연구원 계산 기준 적용	
	조사 및 측량비		해당사항 없음	
	시설부대비	32,865	전기연구원의 사업주제경비에 해당	
	외자조작성비	29,164	전기연구원 계산 기준 적용	
	소계(⑤)	128,394		
	부가가치세(⑥)		적용안함	
	합계(⑤+⑥)	128,394		
A+B+C		합계	858,730	
D. 예비비		13,444	전기연구원 계산 기준 적용	
E. 연구개발비	인건비	14,265		세부 1, 3과제 및 세부 2과제 일부 포함된 금액
	직접비	31,302		
	간접비	1,645		
	위탁연구개발비	2,500		
	Test-bed 구축비	42,163		
F. 건설 이자	소계(⑦)	91,875	세부 1, 3과제 + 세부 2과제에서 실증설비 제외 비용	
G. 총사업비	(A+B+C+D+E+F)	1,106,316		세부1, 2, 3과제

〈표 IV-10〉 요구안의 연차별 투자계획

구분 (백만원)		1차년도	2차년도	3차년도	4차년도	5차년도	합계
건축공사비	금액	16,630	52,119	96,404	53,738	3,612	222,504
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
기자재비	금액	37,956	118,955	220,029	122,649	8,244	507,832
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
부대비	금액	9,596	30,075	55,629	31,009	2,084	128,394
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
예비비	금액	1,005	3,149	5,825	3,247	218	13,444
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
연구개발비	금액	19,957	20,020	20,338	19,863	11,698	91,875
	비율(%)	22	22	22	22	13	100
건설 이자	금액	2,037	10,459	28,653	47,046	54,071	142,267
	비율(%)	1	7	20	33	38	100
용지비	금액						
	비율(%)						
총사업비	금액	87,182	234,777	426,878	277,551	79,928	1,106,316
	비율(%)	8	21	39	25	7	100

제3절 총사업비 추정: 대안

1. 총사업비 추정 개요

본 예비타당성조사에서는 기자재비와 공사비에 대해서는 『2단계 사업기획보고서』에서 제시된 300 MW 실증플랜트 건설비의 세부 항목 검토를 통한 일부 항목의 재산정결과를 반영하였으며, 부대비비용에 대해서는 KDI에서 제시한 효율을 적용하여 재산정하는 방식으로 대안을 마련하였다. 연구개발비는 세부 1과제와 세부3과제의 주관기관 연구비를 인건비, 직접비 및 간접비로 구분하였으며, 이들 기관에서 추진하는 위탁연구비는 별도로 구분하였다. 이 표에서 test-bed 구축 비용은 세부 2과제 비용에서 300 MW 실증설비 건설비용을 제외한 나머지를 의미한다. 사업비 구성 양식은 <표 IV-11>와 같다.

〈표 IV-11〉 총사업비 항목 구성

구분	공종	산정방식
A. 건축공사비	기계공사비	전기연구원의 가스화부 기계공사비+복합발전부 기계공사비
	계전공사비	전기연구원의 가스화부 계전공사비+복합발전부 계전공사비
	토목공사비	전기연구원의 가스화부 토목공사비+복합발전부 토목공사비
	건축공사비	전기연구원의 가스화부 건축공사비+복합발전부 건축공사비
	소계(①)	
	부가가치세(②)	②=①×10%
	합계(①+②)	
B. 기자재비	주기기	가스화기 기자재비+산소플랜트+복합발전 주기기
	보조기기	복합발전부 보조기자재비
	소계(③)	
	부가가치세(④)	④=③×10%
	합계(③+④)	
C. 부대비	설계비	①을 기준으로 지침상의 효율 적용값 + 남은 라이선스비
	조사 및 측량비	①을 기준으로 지침상의 효율 적용 (공사비의 1% 적용)
	시설부대비	①을 기준으로 지침상의 효율 적용
	외자조작비	기자재비 중 외자분의 16.0%
	소계(⑤)	
	부가가치세(⑥)	⑥=⑤×10%
	합계(⑤+⑥)	
A+B+C	합계	
D. 예비비	(A+B+C)×10%	
E. 연구개발비	인건비	세부 1, 3과제 연구개발비
	직접비	
	간접비	
	위탁연구개발비	세부 2과제 연구개발비
	Test-bed 구축비 등	
	소계(⑦)	
G. 총사업비	(A+B+C+D+E)	

2. 대안의 총사업비 추정

가. 공사비 산정

공사비는 기계공사비, 계전공사비, 토목공사비 그리고 건축공사비로 구분하였다. 이들 각 항목의 비용은 『2단계 사업기획보고서』에서 산정한 공사비용을 별도로 정리한 것이다. 다만 『2단계 사업기획보고서』에서 산정한 비용에는 부가가치세가 포함되어 있지 않으므로 부가가치세를 별도로 포함하였다.

〈표 IV-12〉 건축공사비 항목 및 비용

구분	공종	금액(백만원)	산정 방법
A. 건축공사비	기계공사비	92,723	전기연구원 산정 기준 적용(단, Gross Power=380 MW, Net Power=305 MW 적용)
	계전공사비	24,193	
	토목공사비	77,696	
	건축공사비	30,135	
	소계(①)	224,746	
	부가가치세(②)	22,475	②=①×10%
	합계(①+②)	247,221	

나. 기자재비 산정

기자재비는 주기기와 보조기기로 나누어서 산정하였다. 주기는 가스화기 기자재 비용과 산소플랜트 그리고 복합발전부의 주기기 비용의 합으로 산정하였다. 보조기기는 주기기를 제외한 나머지 기자재비로 산정하였다. 주기기중 가스화기 기자재 비용은 『2단계 사업기획보고서』에서 산정한 기준과 동일하게 두산중공업 전적가와 Worley Parsons 전적가의 90%를 반영하는 것으로 하였으나, 당초 『2단계 사업기획보고서』에서 반영한 금액은 환율이 1,150 원/\$ 기준인데 반해, 대안에서는 2009년 4사분기의 평균환율인 1,168.6 원/\$을 기준으로 비용을 산정하였기 때문에 1,168.6원/\$을 기준으로 하였을 때의 두산중공업 전적금액(111,832백만원)과 Worley Parsons 전적금액(32,450백만원)의 90%인 100,650백만원과 32,451백만원을 반영하였다.

〈표 IV-13〉 기자재비 항목 및 비용

구분	공종	금액(백만원)	산정방식
B. 기자재비	주기기	489,245	가스화기 기자재비+산소플랜트 + 복합발전 주기기 비용
	보조기기	25,619	주기기를 제외한 기자재
	소계(③)	514,863	
	부가가치세(④)	51,486	④=③×10%
	합계(③+④)	566,350	

다. 부대비 산정(경제성 분석을 위한 부대비 포함)

1) 설계비

설계비는 기본설계와 실시설계 분야를 모두 포함하여 산정하는 「건축사 용역의 범위와 대가기준」(건설교통부 공고 제 2002-270호)의 3종(복잡) 중급의 요율을 적용하여 산정하였다.

발전시설은 「공공발주사업에 대한 건축사의 업무범위와 대가기준기준」(국토해양부 고시 제 2009 - 129호)의 설계비 산정을 위한 중별구분에서 3종(복잡)으로 명시되어 있으며, 건축설계의 도서작성 기준을 바탕으로 IGCC 설비의 도서작성 구분을 중급으로 판단하여 적용하였다.

설계비에는 라이선스비용 335억중 기 지불한 금액을 제외하고 남아있는 79.75억 원을 포함하였다. 이에 따라 설계비는 부가가치세 별도 17,369백만원으로 산정되었다.

〈표 IV-14〉 설계비 내역

(단위: 백만원)				
구분	총공사비	적용요율(%)	라이선스비용	설계비
대안	224,746	4.18	7,975	17,369

주: 부가가치세 별도

2) 감리비

감리비의 경우 발전사에서 자체감리로 수행하므로 별도의 비용이 발생하지 않아 총사업비에는 포함되지 않으나 경제성 분석에서는 포함되는 항목이다. 감리비는 전면 책임감리비로 산정하고, 기획재정부의 「2010년 예산안 편성 및 기금운영계획안 작성 지침」의 요율을 적용하여 산정한다. 공사비 2,000억원의 경우 2.98%를 적용요율로 제시하고 있으나 대안에서의 공사비는 2,247억으로 2,000억원 이상의 공사비에 대한 요율값에 대한 기준은 제시되어 있지 않기 때문에 2,000억 공사비일 경우의 전면 책임감리비 산정 요율인 2.98%를 적용하였다. 감리비는 224,746백만원의 총공사비에 2.98%의 요율을 적용하여 부가가치세 별도 6,697백만원으로 산정되었다.

〈표 IV-15〉 감리비 내역

(단위: 백만원)

구분	총공사비	적용요율(%)	감리비
대안	224,746	2.98	6,697

주: 부가가치세 별도

3) 측량비 및 조사비

측량비 및 조사비는 「2010년 상반기 예비타당성조사 및 간이 예비타당성조사 착수회의」(KDI, 2010.4.13)의 적용기준인 공사비의 1%를 반영하여 산정하였다. 산정된 측량비 및 조사비는 부가가치세 별도 2,247백만원이다.

〈표 IV-16〉 측량비 및 조사비 내역

(단위: 백만원)

구분	총공사비	적용요율(%)	측량비 및 조사비
대안	224,746	1.00	2,247

주: 부가가치세 별도

4) 시설부대비

시설부대비는 건설, 전기 및 통신, 건축공사 등 건축·대수선, 설치, 축조 등에 직접 소요되는 부대경비와 「조달사업에관한법률」에서 정한 수수료, 공고료 및 수용비, 공사감독 및 연락 등에 따르는 여비, 재산취득을 위한 감정료, 측량수수료, 공공요금 등 당해사업의 추진을 위해 소요되는 직접경비를 의미한다. 시설부대비는 「2011년도 예산안작성 세부지침」(기획재정부, 2010.5)의 건설부문 요율을 적용하여

산정하였다. 산정된 시설부대비는 부가가치세 별도 472백만원이다.

〈표 IV-17〉 시설부대비 내역

(단위: 백만원)

구분	총공사비	적용요율(%)	시설부대비
대안	224,746	0.21	472

주: 부가가치세 별도

5) 외자조작비

외자조작비는 해외기자재의 수입과 관련된 비용으로써, 수입관세, 해상운송 보험료, 승선/하역 수송비 등으로 구성되며, 「제4차 전력수급기본계획 수립을 위한 발전원별 건설공사비 산정」(전력거래소, 2008.07)에서 제시된 기준을 따라, 기자재비 외자분에 16%의 요율을 적용하여 산정하였다. 단, 경제성 분석에 포함되는 외자조작비는 관세를 제외한 8%의 요율을 적용하여 산정하였다.

〈표 IV-18〉 외자조작비 내역

(단위: 백만원)

구분	기자재비 외자분	적용요율(%)	외자조작비
대안	184,148	16	29,464
		8	14,732

주: 부가가치세 별도

6) 총 부대비 산정

상기 계산내역에 따른 부대비의 합계는 다음과 같은 식에 의해 산정된다.

$$\square \text{ 총 부대비} = \text{설계비} + \text{측량비 및 조사비} + \text{시설부대비} + \text{외자조작비}$$

라. 예비비 산정

예비비는 건축공사비, 기자재비 그리고 부대비용의 합의 10%로 산정하였다. 여기서 건축공사비, 기자재비, 부대비용 각각은 부가가치세를 포함한 금액으로 하였다.

$$\square \text{ 예비비} = (\text{건축공사비} + \text{기자재비} + \text{부대공사비}) \times 10\%$$

마. 용지비 산정

한국형 300 MW IGCC 실증플랜트 건립사업 예정지는 태안발전본부 부지 내이며, 부지면적은 약 76,000㎡이다. 용지는 부지면적에 표준지 공시지가, 지역·지목별 보상배율을 감안하여 다음의 산식에 의해 산정되었다.

□ 용지비 = 부지면적 × 표준지 공시지가 × 지역·지목별 보상배율

〈표 IV-19〉 용지 구입비

(단위: 천원)				
구분	부지면적(㎡)	㎡당 공시지가	지역·지목별 보상배율	용지 구입비
대안	76,000	59	1.65	7,398,600

바. 총사업비 종합

〈표 IV-20〉 대안의 총사업비 구성내역

구분	공종	금액 (백만원)	산정방식
A. 건축공사비	기계공사비	92,723	
	계전공사비	24,193	
	토목공사비	77,696	
	건축공사비	30,135	
	소계(①)	224,746	
	부가가치세(②)	22,475	② = ① × 10%
	합계(①+②)	247,221	
B. 기자재비	주기기	489,245	가스화기 기자재비+산소플랜트 + 복합발전 주기기
	보조기기	25,619	
	소계(③)	514,863	
	부가가치세(④)	51,486	④ = ③ × 10%
	합계(③+④)	566,350	
C. 부대비	설계비	17,369	① × 4.18% + 7,975백만원(남은 라이선스비)
	조사 및 측량비	2,247	① × 1%
	시설부대비	472	① × 0.21%
	외자조작비	29,464	기자재비 중 외자분의 16.0%
	소계(⑤)	49,553	
	부가가치세(⑥)	4,955	⑥ = ⑤ × 10%
	합계(⑤+⑥)	54,508	
A+B+C	합계	868,079	
D. 예비비	(A+B+C)×10%	86,808	
E. 연구개발비	인건비	14,265	
	직접비	31,302	
	간접비	1,645	
	위탁연구개발비	2,500	
	test-bed 구축비용	42,163	세부2과제에서 실증설비 건설비용을 제외한 금액
	합계	91,875	
F. 총사업비	A+B+C+D+E	1,046,761	

〈표 IV-21〉 대안의 연차별 투자계획

구분 (백만원)		1차년도	2차년도	3차년도	4차년도	5차년도	합계
건축공사비	금액	18,478	57,909	107,113	59,707	4,013	247,221
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
기자재비	금액	42,330	132,662	245,382	136,781	9,194	566,350
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
부대비	금액	4,074	12,768	23,617	13,164	885	54,508
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
예비비	금액	6,488	20,334	37,611	20,965	1,409	86,808
	비율(%)	7	23	43	24	2	100
연구개발비	금액	19,957	20,020	20,338	19,863	11,698	91,875
	비율(%)	22	22	22	22	13	100
건설 이자	금액						
	비율(%)						
용지비	금액						
	비율(%)						
총사업비	금액	91,327	243,692	434,061	250,481	27,200	1,046,761
	비율(%)	9	23	41	24	3	100

3. 요구안과 대안의 비교

요구안의 총사업비는 1,106,316백만원으로 추정된 반면, 대안의 총사업비는 1,046,761백만원으로 추정되어, 요구안과 비교하여 대안의 총사업비가 59,555백만원 감소되었다. 이러한 차이의 요인으로는 건설중이자의 포함 여부, 부가가치세 포함 여부, 적용환율의 차이 등을 들 수 있다. 요구안의 총사업비는 부가가치세를 포함하지 않고 건설중이자는 포함되어 있는 반면, 대안의 총사업비는 부가가치세가 포함되고 건설중이자를 고려하지 않았다. 적용환율에서도 차이가 있는바, 요구안에서는 환율을 1,150원/\$을 적용한 반면, 대안에서는 1,168.6원/(2009년 4/4분기 평균 환율)을 적용하였다. 대안의 총사업비 산정 시 실증플랜트의 용량기준은 Gross Power 380MW이었던 반면, 요구안에서 총사업비를 산정할 때는 375MW의 Gross Power를 기준으로 하였다는 점도 요구안과 대안의 총사업비에 다소의 차이를 초래하였다.

〈표 IV-22〉 요구안 vs. 대안의 총사업비 비교

구분	공종	요구안(a) (백만원)	대안(b) (백만원)	b-a (백만원)
A. 건축공사비	기계공사비	90,902	92,723	1,820
	계전공사비	24,193	24,193	-
	토목공사비	77,274	77,696	422
	건축공사비	30,135	30,135	-
	부대공사비			-
	소계(①)	222,504	224,746	2,243
	부가가치세(②)		22,475	22,475
	합계(①+②)	222,504	247,221	24,717
B. 기자재비	주기기	482,437	489,245	6,808
	보조기기	25,395	25,619	223
	소계(③)	507,832	514,863	7,031
	부가가치세(④)		51,486	51,486
	합계(③+④)	507,832	566,350	58,517
C. 부대비	설계비	66,365	17,369	-48,996
	조사 및 측량비		2,247	2,247
	시설부대비	32,865	472	-32,393
	외자조작비	29,164	29,464	300
	소계(⑤)	128,394	49,553	-78,842
	부가가치세(⑥)		4,955	4,955
	합계(⑤+⑥)	128,394	54,508	-73,886
A+B+C	합계	858,730	868,079	9,348
D. 예비비		13,444	86,808	73,364
E. 연구개발비	인건비	14,265	14,265	-
	직접비	31,302	31,302	-
	간접비	1,645	1,645	-
	위탁연구개발비	2,500	2,500	-
	Test-bed 구축비	42,163	42,163	-
	소계(⑦)	91,875	91,875	-
F. 건설 이자		142,267		-142,267
G. 총사업비	(A+B+C+D+E+F)	1,106,316	1,046,761	-59,555

제4절 운영비 및 잔존가치 추정

1. 운영비 추정

가. 인건비

인건비는 고정비로써, 설비의 이용율과 관계없이 고용인원과 관계된다. 태안에 설치 예정인 IGCC 플랜트에서 추가 소요인력 132명은 전원 신규 채용계획이다. 일인당 인건비는 58,194천원으로 가정하였으며, 이에 따라 인건비 총액은 76.8억원으로 산정되었다.

나. 연료비

연료비는 총 4가지의 시나리오를 기준으로 하여 계산하였다. 연료비가 변동되는 경우를 시나리오 1, 연료비가 고정된 경우를 시나리오 2로 하였으며, 시나리오 1는 다시 연료비 산정에 활용된 유가 전망치에 따라 기준유가의 경우 시나리오 1-A, 고용가의 경우 시나리오 1-B, 저유가가의 경우 시나리오 1-C로 구분된다.

1) 시나리오 1: 연료비 변동

본 조사에서는 시나리오 1의 연간 연료비를 산정하기 위해 1998년 1월부터 2009년 12월까지의 월별 Dubai유 가격과 ICR Asian Marker Price (\$/mt) 자료를 이용, ARDL(Autoregressive Distributed Lag) 모형을 적용하여 유연탄 도입가격을 추정하였다. 추정을 위해 사용한 식은 다음과 같다.

$$y_t = \sum_{i=1}^3 \alpha_i y_{t-i} + c + \sum_{i=2}^{12} \beta_i D_i + \sum_{i=0}^2 \gamma_i p_{t-i} + e_t$$

여기서

y_{t-i} : ln ($t-i$ 기의 ICR Asian 유연탄 도입단가, Y_t)

c : 상수항

D_i : i 월의 더미

p_{t-i} : ln(t 기의 두바이유 가격 P_{t-i})

다음의 <표 IV-23>과 <표 IV-24>는 단기와 장기를 나누어 위 식의 모수 추정결과를 정리하고 있다.

<표 IV-23> 유연탄 가격의 ARDL 추정결과 (단기)

Variable	Estimate	STD	t-value	Prob > t
$\hat{\alpha}_1$	1.205921	0.084334	14.299279	0.000000
$\hat{\alpha}_2$	-0.094149	0.133830	-0.703500	0.483063
$\hat{\alpha}_3$	-0.166146	0.079777	-2.082638	0.039340
$\hat{c}$	0.046597	0.041059	1.134873	0.258617
$\hat{\beta}_2$	0.023544	0.024849	0.947470	0.345242
$\hat{\beta}_3$	-0.026843	0.024924	-1.076999	0.283572
$\hat{\beta}_4$	-0.021309	0.024595	-0.866393	0.387948
$\hat{\beta}_5$	-0.020209	0.024357	-0.829703	0.408301
$\hat{\beta}_6$	-0.013682	0.024353	-0.561819	0.575253
$\hat{\beta}_7$	-0.012745	0.024396	-0.522407	0.602319
$\hat{\beta}_8$	-0.036555	0.024416	-1.497144	0.136897
$\hat{\beta}_9$	-0.014335	0.024743	-0.579360	0.563397
$\hat{\beta}_{10}$	0.013772	0.024840	0.554430	0.580283
$\hat{\beta}_{11}$	0.000459	0.024773	0.018538	0.985239
$\hat{\beta}_{12}$	0.018861	0.024849	0.759010	0.449287
$\hat{\gamma}_0$	0.292360	0.059633	4.902662	0.000003
$\hat{\gamma}_1$	-0.242847	0.061739	-3.933456	0.000139

Valid cases	141	Dependent variable	y
Total SS	41.339	Degrees of Freedom	124
R-squared:	0.990	Rbar-squared	0.989
Residual SS	0.419	Std error of estimation	0.058
F(16, 124)	756.818	Probability of F	0.000
Durbin-Watson:	2.127		

〈표 IV-24〉 유연탄 가격의 ARDL 추정결과 (장기)

Variable	Estimate	STD	t-value	Prob > t
$\hat{c}$	0.856972	0.633752	1.352220	0.178766
$\hat{\beta}_2$	0.433000	0.485551	0.891772	0.374243
$\hat{\beta}_3$	-0.493681	0.496391	-0.994541	0.321897
$\hat{\beta}_4$	-0.391898	0.475675	-0.823878	0.411590
$\hat{\beta}_5$	-0.371671	0.466317	-0.797034	0.426955
$\hat{\beta}_6$	-0.251629	0.452682	-0.555863	0.579306
$\hat{\beta}_7$	-0.234393	0.451272	-0.519404	0.604405
$\hat{\beta}_8$	-0.672285	0.496432	-1.354234	0.178125
$\hat{\beta}_9$	-0.263640	0.454608	-0.579928	0.563015
$\hat{\beta}_{10}$	0.253286	0.476348	0.531725	0.595868
$\hat{\beta}_{11}$	0.008446	0.455840	0.018528	0.985247
$\hat{\beta}_{12}$	0.346874	0.480624	0.721716	0.471828
$\hat{\gamma}$	0.910597	0.158990	5.727400	0.000000

본 조사에서는 상기의 추정결과를 활용하여 미래의 유연탄 도입가격을 예측하였다. 국제유가의 전망과 관련하여, 2008년 8월 27일에 발표된 제1차 국가에너지기본계획(2008 ~ 2030)은 유가 변동의 불확실성을 고려한 에너지수요를 전망하기 위해 미국 EIA(2008)의 장기 유가시나리오를 채택하였다. EIA(미국에너지부 산하 에너지정보청, Energy Information Administration)는 2006년 기준 실질유가 전망에서, 2030년 기준 유가를 고유가시 배럴당 118.7달러, 저유가시 42.4달러, 기준유가는 배럴당 70.5달러 수준으로 전망하였으며, 우리나라는 EIA 유가시나리오 중 고유가안인 2030년 118.7달러에 따라 국가에너지기본계획을 작성한 바 있다.

하지만 2010년 EIA는, <표 IV-25>와 [그림 IV-7]에서와 같이, AEO2010에서 2008년 \$US 실질가격 기준으로 2030년 기준 유가를 고유가시 배럴당 203.91달러, 저유가시 51.63달러, 기준유가는 배럴당 123.50달러 수준으로 2006년 전망에 비해 다소 높게 재전망하고 있다.

〈표 IV-25〉 시나리오별 장기 유가 전망

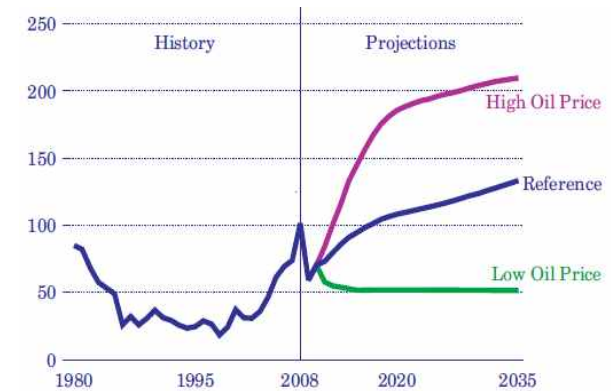
(단위 : US\$/bbl)

구분		2010	2015	2020	2025	2030	2035
기준가	실질가격	70.3	94.52	108.28	115.09	123.50	133.22
저유가	실질가격	70.3	51.59	51.86	51.73	51.63	51.44
고유가	실질가격	70.3	144.78	185.63	196.01	203.91	209.60

주 : 실질가격 2008년 USD기준

자료 : 미국에너지부 에너지정보청(DOE/EIA), Annual Energy Outlook 2010.

[그림 IV-7] 미국 EIA의 장기 유가전망 (2008년 기준)



본 조사에서는 가장 최근의 EIA 전망을 기준으로 삼아 유연탄 도입가격(\$US/MT)을 산정한 뒤, 여기에 2009년 4사분기 평균환율(\$1=1,168.6)을 적용하였다. 단, ICR Asian Marker Price (\$/mt) 자료는 실제 국내 유연탄도입가격과 차이가 있으므로 주어진 2009년 평균유연탄도입가격에 따라 rescaling하는 방법을 사용하였다. 가능하다면 환율 또한 예측되어야 하지만, 경기변동에 매우 민감한 환율의 변화에 대한 예측을 배제하는 것은 이로 인한 불확실성은 고려하지 않음을 뜻하기도 한다. 다음의 <표 IV-26>은 유가 시나리오별로 미래 유연탄 도입가격 예측결과를 정리하고 있다.

〈표 IV-26〉유연탄 도입가격 예측결과

(단위 : 원/MT)

구분(년도)	기준유가 (I-A)	고유가 (I-B)	저유가 (I-C)
2010	103,159	103,159	103,159
2011	100,887	108,350	89,971
2012	105,828	124,973	81,258
2013	113,140	143,468	78,086
2014	120,091	163,205	76,361
2015	125,542	180,329	74,790
2016	130,258	194,849	74,184
2017	134,391	208,119	74,165
2018	138,280	219,360	74,198
2019	141,430	227,825	74,281
2020	143,895	234,046	74,291
2021	145,777	238,343	74,253
2022	147,466	241,464	74,229
2023	149,174	244,090	74,207
2024	150,818	246,050	74,167
2025	152,520	248,053	74,125
2026	154,321	250,037	74,092
2027	156,282	251,661	74,079
2028	158,399	253,378	74,041
2029	160,641	255,371	73,988
2030	162,637	257,331	73,971
2031	164,836	259,081	73,944
2032	167,145	260,730	73,881
2033	169,396	262,133	73,827
2034	171,700	263,294	73,800
2035	174,050	264,361	73,756
2036	171,705	262,940	73,799
2037	169,392	261,526	73,842
2038	167,110	260,120	73,885
2039	164,858	258,722	73,928
2040	162,637	257,331	73,971
2041	160,446	255,948	74,015
2042	158,284	254,572	74,058
2043	156,152	253,203	74,101
2044	154,048	251,842	74,145
2045	151,972	250,488	74,188

유연탄 단위 도입가격이 예측되면, 연간 연료비는 다음의 산식에 의해 산정될 수 있다.

$$\text{연료비(원/년)} = \text{연료사용량(kg/년)} \times \text{연료발열량(kcal/kg)} \times \text{석탄가격(원/kcal)} \times \text{이용율}$$

이용율은 발전플랜트 운전경험을 바탕으로 도출된 일반적인 비율을 적용하여, 실증운전 기간(1차년도)에 80%, 실증운전 완료 후(2차년도) 이후는 85%로 하였다¹⁸⁾. 위 산식에서 연료사용량은 아래의 산식에 의해 산정되었다. 아래 산식에서 발전량은 Net Power값인 305MW를, 발전효율은 42%를 기준으로 하였다.

$$\text{연료사용량(kg)} = 860(\text{kcal/kWh}) \times \text{발전량(kWh)} / \{ \text{발전효율(\%)} \times \text{연료발열량(kcal/kg)} \} \times 100$$

2) 시나리오 2: 연료비 고정

시나리오 2에서는 연간 연료비를 산정하기 위해 서부발전이 제시한 2009년 석탄가격 실적치를 이용하였다. IGCC 플랜트의 연료로 사용되는 석탄은 저품위탄을 70%, 고품위탄을 30% 정도를 혼합하여 사용하는 것으로 가정하였다. 발열량 6080 kcal/kg으로 환산하였을 때 저품위탄의 가격은 71.90 \$/톤이고, 고품위탄의 가격은 90.68 \$/톤이므로, 이를 각각 2009년 4사분기의 평균 환율인 1,168.6원/\$을 기준으로 환산하면 84,022원/톤과 105,969원/톤이 된다. 이에 따라 저품위탄 70%, 고품위탄 30% 기준으로 산정한 유연탄 단위가격은 90,606원/톤으로 산정되었다.

〈표 IV-27〉유연탄 단위가격

구 분	발열량 (kcal/kg)	연료가격		비 고
		(US\$/톤)	(원/톤)	
저품위탄	6,080	71.90	84,022	환율은 '09년 4사분기 평균환율 (1,168.6원/달러)
고품위탄	6,080	90.68	105,969	
연료가격(저급탄 70%, 고급탄 30%)			90,606	

18) EPRI (2007)에 따르면, ELCOGAS, Puertollano, Spain, 300MW, 1997 (Puertollano IGCC plant), Nuon Power, Buggenum, Netherland, 253MW, 1994 (Buggenum IGCC plant), Tampa Electric Company, Polk Power Station in Florida, USA, 250MW, 1996 (Polk IGCC plant), 그리고 Wabash River Energy, Terre Haute in Indiana, USA, 250MW, 1995 (Wabash River IGCC plant) LA 등의 4개 플랜트를 중심으로 조사한 결과, 2001-2003년의 평균은 지적된 바와 같이 평균 71.8%의 이용율을 보이고 있지만, 2006년 기술로 최소 85%의 이용율이 확보가능하다고 결론을 내리고 있음.

유연탄 단위가격이 산정되면, 연간 연료비는 시나리오 1과 동일한 방식으로 산정될 수 있다.

다. 복합발전플랜트 변동비

복합발전플랜트의 연간 운전유지비를 산정하기 위해 서부발전이 제출한 서인천 복합화력발전소의 연간 운전유지비에서 이자, 법인세를 제외를 제외한 뒤 설비용량을 기준으로 1,800MW를 380MW로 용량을 보정하였다. 이에 따라 산정된 복합발전플랜트의 변동비는 17,385백만원이다.

〈표 IV-28〉 복합발전 플랜트 변동비

구분	수선유지비	경비	판매관리비	기타 영업외비용	합계(백만원)
서인천복합화력 (07~09년 평균)	31,284	9,524	5,930	35,610	82,348
IGCC	6,604	2,011	1,252	7518	17,385

라. 가스화플랜트 변동비

국내에서는 가스화기 운전 경험이 없으므로, 가스화플랜트 변동비는 공정사로 선정된 Shell사의 제안서를 기준으로 산정하였다. <표 IV-29>는 Shell사에서 제시한 가스화플랜트 운전유지비를 정리하고 있다.

〈표 IV-29〉 Shell사 제안서 기준 가스화플랜트 변동비

구 분	운전유지비 (천US\$)
Maintenance Material	15,075
Water	266
Chemical	2,252
Waste Disposal	71
합 계	17,758

이 값으로부터 환율 1,168.6원/\$과 지역화 계수 0.88(서부발전 제시 자료)을 곱하여 연간 운전 유지비를 18,262백만원으로 산정하였다. 지역화계수는 해외자료 인용 시 건설지역 및 인프라구조가 다름으로 인해 발생하는 비용차이를 보정하기 위해 적

용하는 것으로서 “Global Construction Cost and Reference Yearbook, 2009”에 제시된 지역화계수를 적용하였다.

마. 산소플랜트 변동비

산소플랜트의 변동비는 산소플랜트 공급사인 Air Liquide사가 제시한 자료를 기준으로 산정되었다. 산소플랜트는 전기를 사용하여 가동되므로 소요되는 전기소비량에 의해 운전비가 결정된다. 소요되는 동력당 정비비용은 0.72원/kWh이고 연간 소비전력이 2,829,480,000 kWh으므로, 연간 정비비용은 20.3억으로 산정되었다.

바. 시운전비

시운전에 소요되는 인건비는 총사업비 산정 시 이미 반영되어 있다고 가정하여, 인건비를 제외하고 시운전에 소요되는 운전유지비와 연료비만으로 시운전비를 산정하였다. 실제 본격적으로 시운전이 이루어지는 시기는 준공 전 2개월 가량이고, 시운전비 이용율은 발전플랜트 운전경험을 바탕으로 도출된 일반적인 시운전 적용 비율인 70% 이용율을 적용하였다. 시운전은 정비일수 등을 감안해서 2개월(1,440시간)의 70%가 운전된다고 가정하였다. 따라서 시운전에 소요되는 운전유지비와 연료비는 다음과 같이 산정하였다.

$$\begin{aligned} \text{시운전에 소요되는 운전유지비와 연료비} = \\ \{ \text{상용운전 시 연간 (인건비를 제외한) 운전유지비} \times 2/12 \} \\ + \{ \text{상용운전(이용률 85\% 기준) 시 연간 연료비} \times 2/12 \times 70/85 \} \end{aligned}$$

시운전에 소요되는 운전유지비와 연료비는 실증설비의 건설이 완료되는 2015년에 1회 발생한 것으로 가정하였다.

사. Test-bed 운영비

Test-bed는 20톤/일 석탄가스화 시스템과 정제 시스템으로 구성되며, test-bed 활용은 연소전 CO₂ 포집기술 개발, IGCC 단위공정 국산화 기술개발(고온 집진기술, 고온 탈황기술), CTL/SNG 기술 개발, 그리고 실증플랜트 운전조건 설정 및 탄종 특성시험

에 활용하기 위함이다.

1회 운전(8일 기준)시 소요되는 비용은 <표 IV-30>에서와 같이 예열, 운전 그리고 냉각 및 정비 비용으로 구성되며, 1회 운전 기준 1.61억원이 소요되는 것으로 추정되었다.

<표 IV-30> Test-bed 운영비

예열	시험운전	냉각 및 정비	합계
34,529.6	116,899.5	9,725.5	161,154.6

2015년부터 2014년까지 계획된 test-bed 운전 회수는 <표 IV-31>과 같다. 따라서 test-bed 운영비용은 1회 운전비용 1.61억원과 연간 운전 회수를 곱하여 산정하였다.

<표 IV-31> Test-bed 연간 운전 회수

구분	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2014	합계
운전횟수	15	15	15	15	15	7	7	7	7	7	100

아. 운영비 종합

연간 운영비는 인건비, 연료비, 복합발전 플랜트 변동비, 가스화 플랜트 변동비, 산소 플랜트 변동비, 그리고 test-bed 운영비의 합으로 산정된다. 시운전비는 2015년에 1회 발생한다. <표 IV-32>는 연간 운영비를 산정함에 있어 가정된 시나리오들을 정리하고 있으며, 각 시나리오별로 산정된 연간 운영비는 <표 IV-33> ~ <표 IV-36>에 정리되어 있다.

<표 IV-32> 시나리오 구분

구분	시나리오 1-A	시나리오 1-B	시나리오 1-C	시나리오 2
	연료비 변동 (기준안)	연료비 변동 (고유가)	연료비 변동 (저유가)	연료비 고정

<표 IV-33> 운영비 종합(시나리오 1-A) -*시운전비 수정*

(단위 : 백만원)

상 업 운 전	Year	이 용 율	인건 비	연료비	복합발 전플랜 트 변동비	가스화 플랜트 변동비	산소플 랜트 변동비	시운 전비	Test-bed 운영비	합계
	2011									
	2012									
	2013									
	2014									
	2015							6,281	2,415	8,696
1	2016	80	7,682	96,741	16,362	17,188	1,911		2,415	142,298
2	2017	85	7,682	102,787	17,385	18,262	2,030		2,415	150,560
3	2018	85	7,682	105,761	17,385	18,262	2,030		2,415	153,535
4	2019	85	7,682	108,171	17,385	18,262	2,030		2,415	155,944
5	2020	85	7,682	110,056	17,385	18,262	2,030		1,127	156,541
6	2021	85	7,682	111,496	17,385	18,262	2,030		1,127	157,981
7	2022	85	7,682	112,787	17,385	18,262	2,030		1,127	159,273
8	2023	85	7,682	114,093	17,385	18,262	2,030		1,127	160,579
9	2024	85	7,682	115,351	17,385	18,262	2,030		1,127	161,836
10	2025	85	7,682	116,653	17,385	18,262	2,030			162,011
11	2026	85	7,682	118,030	17,385	18,262	2,030			163,388
12	2027	85	7,682	119,530	17,385	18,262	2,030			164,889
13	2028	85	7,682	121,150	17,385	18,262	2,030			166,508
14	2029	85	7,682	122,864	17,385	18,262	2,030			168,222
15	2030	85	7,682	124,391	17,385	18,262	2,030			169,749
16	2031	85	7,682	126,073	17,385	18,262	2,030			171,431
17	2032	85	7,682	127,839	17,385	18,262	2,030			173,197
18	2033	85	7,682	129,560	17,385	18,262	2,030			174,918
19	2034	85	7,682	131,322	17,385	18,262	2,030			176,681
20	2035	85	7,682	133,120	17,385	18,262	2,030			178,478
21	2036	85	7,682	131,326	17,385	18,262	2,030			176,685
22	2037	85	7,682	129,557	17,385	18,262	2,030			174,915
23	2038	85	7,682	127,811	17,385	18,262	2,030			173,170
24	2039	85	7,682	126,089	17,385	18,262	2,030			171,448
25	2040	85	7,682	124,391	17,385	18,262	2,030			169,749
26	2041	85	7,682	122,715	17,385	18,262	2,030			168,073
27	2042	85	7,682	121,061	17,385	18,262	2,030			166,420
28	2043	85	7,682	119,430	17,385	18,262	2,030			164,789
29	2044	85	7,682	117,821	17,385	18,262	2,030			163,180
30	2045	85	7,682	116,234	17,385	18,262	2,030			161,592

〈표 IV-34〉 운영비 종합(시나리오 1-B)

(단위 : 백만원)

상 업 운 전	Year	이 용 율	인건 비	연료비	복합발 전플랜 트 변동비	가스화 플랜트 변동비	산소플 랜트 변동비	시운 전비	Test-bed 운영비	합계
	2011									
	2012									
	2013									
	2014									
	2015							6,282	2,415	8,697
1	2016	80	7,682	149,813	16,362	17,188	1,911		2,415	195,371
2	2017	85	7,682	159,177	17,385	18,262	2,030		2,415	206,950
3	2018	85	7,682	167,775	17,385	18,262	2,030		2,415	215,548
4	2019	85	7,682	174,249	17,385	18,262	2,030		2,415	222,022
5	2020	85	7,682	179,007	17,385	18,262	2,030		1,127	225,492
6	2021	85	7,682	182,294	17,385	18,262	2,030		1,127	228,779
7	2022	85	7,682	184,681	17,385	18,262	2,030		1,127	231,166
8	2023	85	7,682	186,689	17,385	18,262	2,030		1,127	233,174
9	2024	85	7,682	188,188	17,385	18,262	2,030		1,127	234,673
10	2025	85	7,682	189,720	17,385	18,262	2,030			235,079
11	2026	85	7,682	191,238	17,385	18,262	2,030			236,596
12	2027	85	7,682	192,479	17,385	18,262	2,030			237,838
13	2028	85	7,682	193,793	17,385	18,262	2,030			239,151
14	2029	85	7,682	195,317	17,385	18,262	2,030			240,676
15	2030	85	7,682	196,816	17,385	18,262	2,030			242,175
16	2031	85	7,682	198,155	17,385	18,262	2,030			243,513
17	2032	85	7,682	199,416	17,385	18,262	2,030			244,774
18	2033	85	7,682	200,488	17,385	18,262	2,030			245,847
19	2034	85	7,682	201,377	17,385	18,262	2,030			246,735
20	2035	85	7,682	202,193	17,385	18,262	2,030			247,551
21	2036	85	7,682	201,106	17,385	18,262	2,030			246,464
22	2037	85	7,682	200,025	17,385	18,262	2,030			245,383
23	2038	85	7,682	198,950	17,385	18,262	2,030			244,308
24	2039	85	7,682	197,880	17,385	18,262	2,030			243,238
25	2040	85	7,682	196,816	17,385	18,262	2,030			242,175
26	2041	85	7,682	195,758	17,385	18,262	2,030			241,117
27	2042	85	7,682	194,706	17,385	18,262	2,030			240,064
28	2043	85	7,682	193,659	17,385	18,262	2,030			239,017
29	2044	85	7,682	192,618	17,385	18,262	2,030			237,976
30	2045	85	7,682	191,582	17,385	18,262	2,030			236,941

〈표 IV-35〉 운영비 종합 (시나리오 1-C)

(단위 : 백만원)

상 업 운 전	Year	이 용 율	인건 비	연료비	복합발 전플랜 트 변동비	가스화 플랜트 변동비	산소플 랜트 변동비	시운 전비	Test-bed 운영비	합계
	2011									
	2012									
	2013									
	2014									
	2015							6,280	2,415	8,695
1	2016	80	7,682	53,387	16,362	17,188	1,911		2,415	98,944
2	2017	85	7,682	56,724	17,385	18,262	2,030		2,415	104,497
3	2018	85	7,682	56,749	17,385	18,262	2,030		2,415	104,523
4	2019	85	7,682	56,813	17,385	18,262	2,030		2,415	104,586
5	2020	85	7,682	56,821	17,385	18,262	2,030		1,127	103,306
6	2021	85	7,682	56,791	17,385	18,262	2,030		1,127	103,277
7	2022	85	7,682	56,773	17,385	18,262	2,030		1,127	103,259
8	2023	85	7,682	56,756	17,385	18,262	2,030		1,127	103,242
9	2024	85	7,682	56,726	17,385	18,262	2,030		1,127	103,211
10	2025	85	7,682	56,693	17,385	18,262	2,030			102,052
11	2026	85	7,682	56,668	17,385	18,262	2,030			102,027
12	2027	85	7,682	56,659	17,385	18,262	2,030			102,017
13	2028	85	7,682	56,629	17,385	18,262	2,030			101,988
14	2029	85	7,682	56,588	17,385	18,262	2,030			101,947
15	2030	85	7,682	56,576	17,385	18,262	2,030			101,934
16	2031	85	7,682	56,555	17,385	18,262	2,030			101,913
17	2032	85	7,682	56,507	17,385	18,262	2,030			101,865
18	2033	85	7,682	56,466	17,385	18,262	2,030			101,824
19	2034	85	7,682	56,445	17,385	18,262	2,030			101,803
20	2035	85	7,682	56,411	17,385	18,262	2,030			101,769
21	2036	85	7,682	56,444	17,385	18,262	2,030			101,802
22	2037	85	7,682	56,477	17,385	18,262	2,030			101,835
23	2038	85	7,682	56,510	17,385	18,262	2,030			101,868
24	2039	85	7,682	56,543	17,385	18,262	2,030			101,901
25	2040	85	7,682	56,576	17,385	18,262	2,030			101,934
26	2041	85	7,682	56,609	17,385	18,262	2,030			101,968
27	2042	85	7,682	56,642	17,385	18,262	2,030			102,001
28	2043	85	7,682	56,675	17,385	18,262	2,030			102,034
29	2044	85	7,682	56,709	17,385	18,262	2,030			102,067
30	2045	85	7,682	56,742	17,385	18,262	2,030			102,100

〈표 IV-36〉 운영비 종합(시나리오 2)

(단위 : 백만원)

상 업 운 전	Year	이 용 율	인건 비	연료비	복합발 전플랜 트 변동비	가스화 플랜트 변동비	산소플 랜트 변동비	시운 전비	Test-bed 운영비	합계
	2011									
	2012									
	2013									
	2014									
	2015							6,280	2,415	8,695
1	2016	80	7,682	65,223	16,362	17,188	1,911		2,415	110,780
2	2017	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		2,415	117,072
3	2018	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		2,415	117,072
4	2019	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		2,415	117,072
5	2020	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		1,127	115,784
6	2021	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		1,127	115,784
7	2022	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		1,127	115,784
8	2023	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		1,127	115,784
9	2024	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030		1,127	115,784
10	2025	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
11	2026	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
12	2027	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
13	2028	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
14	2029	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
15	2030	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
16	2031	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
17	2032	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
18	2033	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
19	2034	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
20	2035	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
21	2036	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
22	2037	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
23	2038	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
24	2039	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
25	2040	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
26	2041	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
27	2042	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
28	2043	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
29	2044	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657
30	2045	85	7,682	69,299	17,385	18,262	2,030			114,657

2. 잔존가치 추정

본 사업의 잔존가치에는 용지구입비가 해당되며, 이에 따라 본 사업의 잔존가치는 7,398,600천원이 된다. 이러한 잔존가치는 경제성 분석 시 분석 최종년도에 음(-)의 비용으로 반영된다.

제 V 장 편익 추정

제 1 절 편익 추정의 개요

본 사업의 시행을 통해 발생하는 편익의 추정을 위해 고려하게 되는 사항에는 크게 두 가지가 있다. 첫 번째로 IGCC에서 전기를 생산하고 공급함으로써 발생하는 전력공급편익이 그것이며, 두 번째로는 IGCC발전을 통해 화석연료사용을 저감함으로써 얻어지는 이산화탄소 배출 저감과 이에 따라 발생하게 되는 사회적 편익이 이에 해당한다. 석탄사용 저감량 산정을 위해, 2015년 상용발전이 예상되는 IGCC 발전소 대신 이 시점에 예상되는 여타 고효율석탄발전 (Supercritical PC, 2015, NETL 2009 참조)의 경우와 비교하였다. 이에 따라 얻어지는 이산화탄소 배출 저감량과 그 가치를 평가하기 위해 국내외 다양한 배출권가격을 비교 평가하였다. 본 사업에는 전력공급 편익과 이산화탄소 배출 저감 편익 외에도 환경오염물질 배출 저감 편익과 부산물 재활용에 따른 편익이 존재하며, 후속호기 건설비용 절감 편익 등 정량적인 분석이 어려운 편익들도 다양하게 존재한다.

본 장에서는 먼저 전력공급편익을 결정하게 되는 미래 전력가격에 대한 예측방법과 그 결과, 이산화탄소 배출량 산정 및 배출권 가격시나리오에 따른 배출권수입의 산정에 대해 살펴본다. 그 다음으로 환경오염물질 배출 저감 편익, 부산물 재활용에 따른 편익 등을 산정한 후에 최종적으로 이들을 종합하여 『한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업』을 통해 발생하는 편익들을 정리한다. 정량적인 분석이 어려운 후속호기 건설비용 절감 편익, 후속공정 기술개발 편익, 이산화탄소 포집비용 절감 편익 등은 정책적 분석을 수행하면서 별도의 사업특수항목을 설정하여 평가에 반영하고자 한다.

제 2 절 편익 산정

1. 전력공급편익

전력공급편익은 공급량 × 공급단위당 발생하는 편익으로 산정할 수 있다. 전력공급량은 설계발전량에 주어진 이용율을 고려하여 산정될 수 있다. 공급단위당 발생하는 편익을 산정하기 위해서는 건설되는 발전소로부터 전기가 생산·공급되지 않을 경우에 어떠한 일이 발생할 것인가가 중요하며, 다음의 (1)과 (2)의 경우를 설정할 수 있다.

(1) 본 사업을 통해 건설되는 발전소로부터 전기가 생산·공급되지 않을 경우 정전 또는 일부 공급차단이 발생한다고 가정하면 전력공급과 관련된 편익은 전기에 대한 소비자의 지불의사금액(WTP)으로 산정

(2) 본 사업을 통해 건설되는 발전소로부터 전기가 생산·공급되지 않을 경우 가스발전소가 추가적으로 기동한다고 가정하면 전력공급과 관련된 편익은 가스발전소를 통해 전기를 생산하는 데에 소요되는 비용으로 산정

위의 두 가지 가정 가운데 두 번째 가정이 보다 합리적인 것으로 판단되므로, (2)를 통해 전력공급편익을 산정한다. (2)를 가정할 때에는 가스발전소를 통한 전력생산 비용에 변동비만 포함할 것인지 고정비도 포함할 것인지 검토가 필요하다. 본 조사사업에서는 본 사업의 추진 여부와 상관없이 향후 가스발전소의 건설이 정해져 있다고 판단하여 변동비만 포함하고자 한다. 전력공급편익의 산정과 관련하여 한국개발연구원 『수자원부문의 예비타당성조사 표준지침 수정·보완 연구(제4판)』(2008)에서 제시한 전력공급 편익 추정방법론 중 행정적 결정가격 기준은 IGCC 발전으로 생산한 전력에 대한 구매가격 정책이 결정되지 않았으므로 적용에 어려움이 있다. 본 조사사업에서는 한국개발연구원 『새만금 풍력사업 클러스터 조성사업 예비타당성조사 보고서』(2009)에서와 같이, 전력시장의 도매가격인 계통한계가격(SMP: System Marginal Price)을 연도별로 예측하고, 이 값에 근거하여 전력공급편익을 추정하였다. 이 때 연간 연료비 산정방식과의 일관성을 유지하기 위해, 계통한계가격의 연도별 예측치를 이용하여 전력공급편익을 추정하는 방식(시나리오 1)외에 2009년 말 계통한계가격을 편익산정의 전 기간에 적용하여 전력공급편익을 추정하는 시나리오 2를 별도로 설정하였다.

가. 계통한계가격 예측의 개요

미래 계통한계가격을 예측하기 위해서는 미래의 시장구조에 대한 전제가 필요하다. 현재의 상태에서 향후의 전력시장구조가 어떻게 진화할지를 예측하기는 매우 어렵다. 따라서 현재와 같은 변동비시장인 CBP(Cost Based Pool) 시장형태가 그대로 유지된다는 가정하에서 계통한계가격을 예측하는 방법에 대해 살펴보기로 한다.

CBP시장에는 기저발전원으로 원자력, 유연탄 발전소가 있으며, 첨두발전원으로 중유, LNG발전소 등이 존재한다. 대표시간대의 수요가 주어지는 경우, 각 발전원을 발전단가가 저렴한 순서대로 정렬시킨 공급곡선(Merit Order)과 해당 시간에 주어진 수요가 만나는 점의 변동비가 전력시장의 도매가격인 계통한계가격 또는 SMP(System Marginal Price)가 된다. 따라서 CBP시장형태가 그대로 유지된다는 전제하에서 미래의 계통한계가격을 예측하기 위해서는 미래의 전력시장 공급곡선과 수요를 추정하는 것이 필요하다.

미래의 전력시장 공급곡선의 추정에는 향후 발전설비의 건설계획 및 폐지계획 등을 감안한 설비규모의 산정과 발전설비별 변동비 단가를 추정하는 것이 필요하다. 각 발전소의 효율을 이용하여 변동비를 추정하기 위해서는 미래의 발전단가를 전망하여야 한다. 미래의 대표시간대 수요를 추정하기 위해서는 국가에너지기본계획, 전력수급계획 등에서 제시되는 수요를 기본전제로 하였다. 하지만 모든 발전설비가 항상 전력을 생산하지 않기 때문에 실적을 감안한 조정이 필요하게 된다.

이하에서는 CBP 시장과 기준년도 공급곡선의 구성, 발전설비규모의 산정, LNG 국제유가전망 등의 전제를 통해 발전설비의 변동비 예측방법 등을 고려하여 공급곡선의 추정방법에 대해 설명하고, 수요측면의 추정에서 발생하는 여러 가지 고려사항과 연도별 SMP의 추정방법에 대해서도 논의한다.

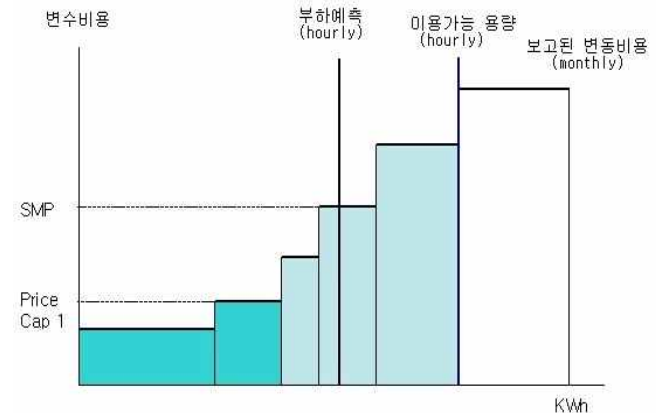
나. 기준년도 공급곡선의 구성

우리나라의 CBP 시장은 발전부문만이 분할되고 배전이나 판매부문은 분할되지 않아서 완전한 양방향 입찰제도를 도입할 수 없는 상황에서 임시적으로 운영할 목적으로 도입되었다. CBP 시장은 문자 그대로 Cost Based Pool로서 발전사업자들이 사전에 정해진 변동비용에 따라서 발전 가능한 용량을 시간대 별로 입찰한다. 이때 변동비용을 객관적으로 평가하기 위하여 비용평가위원회를 두고 매달 변동비용을 평가한다. 비용평가위원회는 전기위원회, 전력거래소, 회사사 및 외부 전문가 6~9인으로 구성된다.

발전자회사들이 입찰한 용량을 낮은 변동비 순으로 배열하면 일종의 공급곡선이

형성된다. 반면에 수요는 수요 측의 입찰에 의해서 결정되는 것이 아니라 일정한 공식에 의해서 산출되는 예측수요에 의해서 결정된다. 이 예측수요는 가격에 대한 탄력성이 없기 때문에 그림 상으로 수직선으로 나타난다. 예측수요와 공급곡선이 만나는 지점의 발전기를 한계발전기라 부르고, 이 발전기의 변동비용이 SMP를 결정한다. SMP보다 낮은 변동비를 갖는 모든 발전기들은 급전대상이 되고 발전량에 대하여 SMP만큼의 변동비에 대한 보상이 이루어진다. SMP의 결정은 하루 전 시장 즉 Day Ahead 시장에서 매 시간대 별로 결정된다. 그러므로 실제로 해당 시간대에 부하가 예측부하와 다를 수 있는 가능성이 얼마든지 있으며, 이 경우에는 전력거래소의 급전 명령에 따라 조정이 이루어진다.

[그림 V-1] CBP에서의 계통한계 가격 설정



주 : 현재는 기저발전기에 대해 가격상한(price cap)을 적용하는 대신에 발전사들의 수지불균형 해소를 위해 발전원별 변동비와 SMP 간의 차이에 보정계수를 사용하는 방식으로 정산단가를 결정하고 있음.

기준년도 각 발전기의 연평균 변동비를 구하기 위해서 다음과 같은 방법을 이용하였다. 2010년 3월 자료를 기준으로 각 발전소의 열량단가(천원/Gcal)와 SMP(원/KWh)를 이용하여 heat rate¹⁹⁾를 구하였다. 이렇게 구해진 heat rate는 발전소의 효율을 뜻하며 보통 그 값이 쉽게 변하지 않으므로, 2009년의 각 발전소 역시 같은 heat

19) 전기 1KWh를 생산하는데 필요한 열량

rate를 갖는다고 가정하였다. 2009년 각 발전소의 열량단가(천원/Gcal)는 2010년 3월 자료를 바탕으로 2010년과 2009년의 열량단가 평균값의 비율을 이용하여 계산하였다.

이렇게 정리된 2009년 데이터를 이용하여 각 발전소의 변동비를 구한 후 메리트 오더(Merit-Order)로 나열하고, 이론과 실제값의 차이를 보정하기 위해 메리트 오더로 나열된 공급곡선을 전체 설비대비 1.37%의 전원용량만큼 좌측으로 이동시켜 2009년 공급곡선을 위의 그림과 같이 구성하였다. 보정에 대한 구체적인 설명은 아래의 ‘미래전력수요와 대표시간대 가중평균수요 추정’ 부분에서 상세히 기술한다.

다. 미래의 발전설비규모의 산정

2010년부터 2022년까지의 공급곡선은 기본적으로 2009년 변동비기준 공급곡선을 기본으로 하되 지식경제부, 「간년도 전력수급기본계획(2009~2014년)」(2009. 12)을 참조하여 건설 중이거나 건설 확정된 발전소를 추가함으로써 구성하였다. 아래 표는 제4차 전력수급기본계획상 발전설비 건설과 폐지계획을 정리한 것이며 이를 근거로 발전소를 연도별 공급곡선에 추가하거나 제거하였다.

〈표 V-1〉 간년도 전력수급기본계획(2009~2014년)의 발전설비 건설계획

구분	원자력	석탄	가스복합	기타
2009		하동#8 (500)	인천#2 (508.9)	제주내연#2 (40)
2010	신고리#1 (1,000)		군사#1 (718) 영월 (853) 포스코#5 (500) 안동 (900)	
2011	신고리#2 (1000)		포스코#6 (500) 고덕복합 (800) 송도복합#1 (1000) 부곡복합#3 (500) 안동복합 (900)	예천양수#1 (400) 예천양수#2 (400)
2012	신월성#1 (1000)		송도복합#2 (500) 서울복합#1 (500) 부천복합#2 (550) 서울복합#2 (500) 인천복합#3 (700)	
2013	신월성#2 (1000) 신고리#3 (1400)		포천복합#1 (750) 신울산복합 (700)	
2014	신고리#4 (1400)	영흥화력#5 (870) 영흥화력#6 (870)	안산복합#1 (750) 당진화력#9 (1000)	
2015	신울진#1 (1400)	삼척#1 (1000) 삼척#2 (1000) 당진#10 (1000)		
2016	신울진#2 (1400)			
2018	신고리#5 (1400)			
2019	신고리#6 (1400)			
2020	신울진#3 (1400)			
2021	신울진#4 (1400)			

신재생 (6456.33)
집단 (4942.66)
소도시 (36.75)

〈표 V-2〉 간년도 전력수급기본계획(2009~2014년)상 발전소 폐지계획

구분	기력			내연력	
	무연탄	중유	LNG	중유	경유
2008					
2009		제주화력 #1 (10)	인천화력 #3,4 (650)		
2010					
2011		영남화력 #1,2 (400)	서울화력 #4,5 (387.5)		제주화력 G/T #3 (55)
2012			인천화력 #1,2 (500)	남제주내연 #1~4 (40)	
2013	영동화력 #1 (125)				
2014	서천화력 #1,2 (400)	울산화력 #1~3 (600)			
2021		평택화력 #1,2 (700)			

라. LNG 발전설비의 변동비 예측

1) LNG 가격과 유가와의 관계

국제 LNG가격은 국제 LNG가격과 유가에 다음과 같이 연동하는 것으로 알려져 있다.²⁰⁾

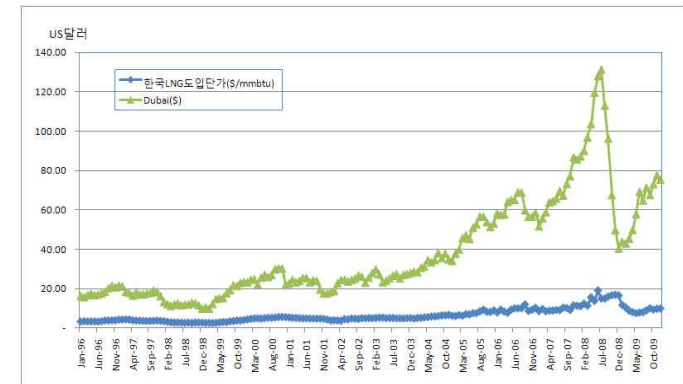
$$P_{LNG} = 0.172 \times P_{oil} + \alpha$$

P_{LNG} : 국제 LNG 가격
 P_{oil} : 국제 유가

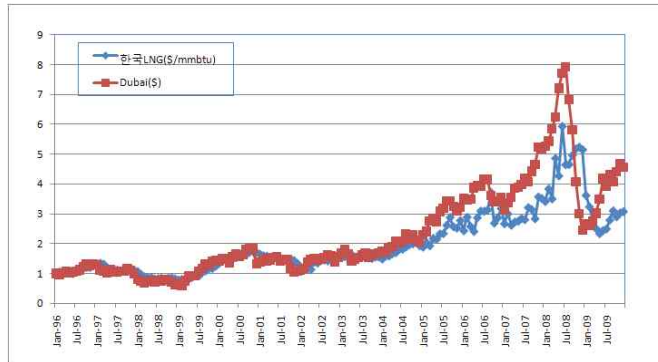
20) 박영선, 「LNG Market Up to 2015」, 한국가스공사

통상 α 값은 \$1.5 정도 알려져 있다. 한편, 아래 그림은 국제유가(Dubai유)와 국내 LNG도입단가 간의 관계를 그림으로 나타낸 것이다. 그림에서 알 수 있듯이 두 시계열 간에는 매우 상관관계가 높을 것이라는 것을 쉽게 알 수 있지만, 그림에서 확인할 수 있듯이, 유가변화에 따라 LNG가격이 시차를 두면서 변화하는 등의 형태를 보여주고 있다. 따라서 위와 같은 연동공식에 따라 일률적으로 움직인다고 판단하기에는 다소 무리가 있음을 알 수 있다.

[그림 V-2] 국제유가(Dubai)와 국내 LNG도입단가 추이



[그림 V-3] 국제유가와 국내 LNG도입단가 비교 (1996년 1월 = 1)



실제로, 상기와 같은 국제유가와 LNG도입단가의 연동공식은 시장상황에 따라 바뀌어 왔을 것이라고 보는 것이 합당하며, 국제유가와 LNG도입단가 간의 관계를 회귀분석모형을 통해 분석할 필요가 있다. 본 연구에서는 1996년 1월부터 2009년 12월까지의 월별 Dubai유 가격과 한국의 LNG도입단가(\$/mmbtu) 자료를 이용, ARDL(Autoregressive Distributed Lag) 모형을 적용하였다. 추정을 위해 사용한 식은 다음과 같다.

$$y_t = \sum_{i=1}^2 \alpha_i y_{t-i} + c + \sum_{i=2}^{12} \beta_i D_i + \sum_{i=0}^2 \gamma_i p_{t-i} + e_t$$

여기서

y_{t-i} : $\ln(t-i$ 기의 국내 LNG도입단가, Y_t)

c : 상수항

D_i : i 월의 더미

p_{t-i} : $\ln(t$ 기의 두바이유 가격 P_{t-i})

〈표 V-3〉 LNG도입단가의 ARDL 추정결과 (단기)

Variable	Estimate	STD	t-value	Prob > t
$\hat{\alpha}_1$	0.3176	0.0764	4.1560	0.0001
$\hat{\alpha}_2$	0.2579	0.0607	4.2507	0.0000
$\hat{c}$	-0.4642	0.0501	-9.2621	0.0000
$\hat{\beta}_2$	0.0618	0.0250	2.4728	0.0145
$\hat{\beta}_3$	0.0175	0.0239	0.7311	0.4659
$\hat{\beta}_4$	0.0330	0.0246	1.3393	0.1825
$\hat{\beta}_5$	0.0374	0.0243	1.5395	0.1258
$\hat{\beta}_6$	0.0617	0.0246	2.5059	0.0133
$\hat{\beta}_7$	0.0243	0.0244	0.9964	0.3207
$\hat{\beta}_8$	0.0491	0.0245	2.0070	0.0466
$\hat{\beta}_9$	0.0591	0.0244	2.4193	0.0168
$\hat{\beta}_{10}$	0.0143	0.0243	0.5868	0.5582
$\hat{\beta}_{11}$	0.0445	0.0245	1.8142	0.0717
$\hat{\beta}_{12}$	0.0594	0.0241	2.4611	0.0150
$\hat{\gamma}_0$	-0.0473	0.0583	-0.8118	0.4182
$\hat{\gamma}_1$	0.2077	0.0923	2.2493	0.0260
$\hat{\gamma}_2$	0.1787	0.0739	2.4192	0.0168

Valid cases:	166	Dependent variable:	y
Total SS:	38.52	Degrees of freedom:	149
R-squared:	0.9850	Rbar-squared:	0.9840
Residual SS:	0.5650	Std error of est:	0.0620
F(16,149):	625.88	Probability of F:	0.0000
Durbin-Watson:	2.0020		

〈표 V-4〉 LNG도입단가의 ARDL 추정결과 (장기)

Variable	Estimate	STD	t-value	Prob > t
$\hat{c}$	-1.0935	0.0796	-13.7406	0.0000
$\hat{\beta}_2$	0.1457	0.0616	2.3646	0.0193
$\hat{\beta}_3$	0.0412	0.0566	0.7283	0.4676
$\hat{\beta}_4$	0.0777	0.0593	1.3098	0.1923
$\hat{\beta}_5$	0.0881	0.0591	1.4913	0.1380
$\hat{\beta}_6$	0.1453	0.0620	2.3431	0.0204
$\hat{\beta}_7$	0.0572	0.0585	0.9767	0.3303
$\hat{\beta}_8$	0.1158	0.0612	1.8931	0.0603
$\hat{\beta}_9$	0.1393	0.0613	2.2708	0.0246
$\hat{\beta}_{10}$	0.0336	0.0578	0.5809	0.5622
$\hat{\beta}_{11}$	0.1048	0.0608	1.7245	0.0867
$\hat{\beta}_{12}$	0.1399	0.0602	2.3247	0.0214
$\hat{\gamma}$	0.7988	0.0190	42.0166	0.0000

추정결과, LNG가격의 자기 회귀계수, 국제유가의 장단기 추정계수는 통계적으로 매우 유의한 값으로 나타났다.

2) 발전용 LNG 가격 전망

국내 발전용 LNG가격은 가스공사가 독점적으로 공급하는 가격이지만, 장기적으로 국내 발전용 LNG의 가격은 향후 구조개편 등을 통해 국제가격에 수렴할 것이라고 가정한다면, 국제유가와 LNG가격간의 실증분석결과를 이용하여 미래의 발전용 LNG가격을 산정하여 볼 수 있다.

국제유가를 이용하여 미래 발전용 LNG가격을 전망하는 방식은 유연탄 도입가격을 전망하는 방식과 동일하다. 즉 가장 최근의 EIA의 장기 유가전망자료를 이용하여 기준유가를 활용한 시나리오 1-A, 고유가를 가정한 시나리오 1-B, 저유가를 가정한 시나리오 1-C별로 발전용 LNG가격(\$US/mmbtu)을 전망하였다. 환율은 2009년 4사분기 평균환율(\$1=1,168.6)을 적용하였다. 이에 따라 예측된 발전용 LNG가격은 <표 V-5>와 같다. 2010년의 경우에는 유가전망이 동일하므로 LNG가격의 예측결과도 동일하게 나타난다.

〈표 V-5〉 발전용 LNG가격 예측결과

(단위 : 원/mmbtu)

	기준안 (S1-1)	고유가 (S1-2)	저유가 (S1-3)
2010	13,075	13,075	13,075
2011	13,072	14,152	11,498
2012	13,823	16,313	10,634
2013	14,717	18,407	10,386
2014	15,486	20,585	10,223
2015	16,049	22,314	10,044
2016	16,553	23,780	10,004
2017	16,989	25,127	10,015
2018	17,411	26,235	10,021
2019	17,733	27,033	10,033
2020	17,985	27,616	10,032
2021	18,173	28,005	10,026
2022	18,353	28,295	10,024
2023	18,538	28,551	10,021
2024	18,715	28,733	10,016
2025	18,902	28,941	10,011
2026	19,099	29,140	10,007
2027	19,316	29,297	10,006
2028	19,549	29,476	10,001
2029	19,794	29,685	9,994
2030	20,001	29,883	9,993
2031	20,245	30,056	9,990
2032	20,494	30,221	9,981
2033	20,734	30,356	9,975
2034	20,982	30,468	9,973
2035	21,234	30,574	9,967

마. 미래 공급곡선의 구성

상기에서 제시된 유가 시나리오에 따라 예측된 2010년부터 2030년까지의 발전용 LNG가격을 바탕으로 열량단가를 계산하고, 이를 통해 연도별 각 발전소의 변동비를 추정했다. 그리고 추정된 변동비를 메리트 오더(Merit-Order)로 나열하여 공급곡선을 구성하였다. 한편, 기준년도의 공급곡선에서 보였던 이론과 실제값의 차이 보정을 미래 공급곡선에도 적용하여 전체 설비대비 1.37%의 전원용량만큼 좌측으로 이동하였다.

바. 미래의 전력수요와 대표시간대 가중평균수요 추정

1) 미래의 전력수요

미래의 시간대별 전력수요패턴을 추정하기 위해서는 최근의 시간대별 전력수요 자료가 필요하다. 아래는 4차 전력수급 기본계획에 나타난 자료를 토대로 2022년까지, 그리고 국가에너지기본계획을 바탕으로 2030년까지의 발전량과 피크 부하 등을 정리한 것이다.

〈표 V-6〉 전력수요 전망

구 분	전력소비량(GWh)	발전량(GWh)	최대부하(MW)	부하율(%)
2008	389,745	425,783	62,794	77.40
2009	409,029	447,107	67,881	75.19
2010	425,020	463,891	70,827	74.77
2011	438,762	478,587	73,442	74.39
2012	449,798	490,192	75,873	73.75
2013	458,982	499,965	78,256	72.93
2014	466,856	509,263	80,448	72.26
2015	472,966	517,867	82,554	71.61
2016	478,337	527,154	84,566	71.16
2017	483,034	532,737	86,449	70.35
2018	487,219	537,360	88,075	69.65
2019	491,214	541,851	89,495	69.12
2020	494,527	545,894	90,719	68.69
2021	497,559	549,855	91,937	68.27
2022	500,092	553,297	93,126	67.82
2023	511,606	566,036	95,270	67.82
2024	523,120	578,775	97,414	67.82
2025	534,634	591,514	99,558	67.82
2026	546,149	604,253	101,703	67.82
2027	557,663	616,993	103,847	67.82
2028	569,177	629,732	105,991	67.82
2029	580,691	642,471	108,135	67.82
2030	592,205	655,210	110,279	67.82

주 : 2022년까지의 부하율, 발전량 추이는 4차 전력수급기본계획을 기본으로 하되 제1차 국가에너지기본계획(2008)을 근거로 재작성

위의 수치는 제4차 전력수급기본계획의 발전량, 소비량, 수요관리 전 최대수요를 기준으로 삼았으나, 부하율 값의 산정이 올바르지 않은 것으로 확인되었다. 부하율은

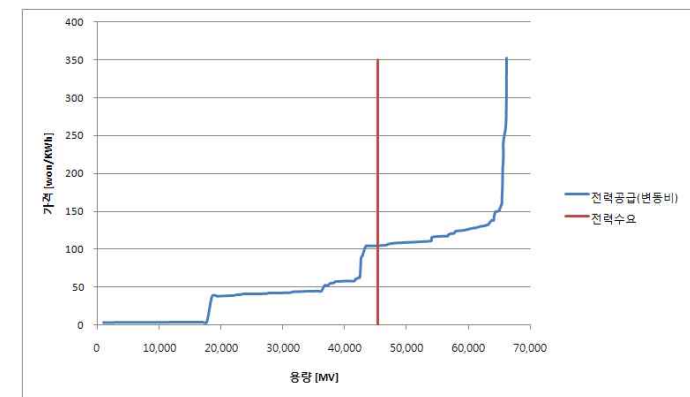
$$\text{부하율} = \frac{\text{평균전력량}}{\text{피크부하}} \times 100$$

로 표시되는데, 상기 지적된 문제점에 따라 발전량과 수요관리 전 최대수요를 기준으로 부하율을 다시 산정하였다. 제4차 전력수급 계획기간이 넘는 2022년 이후의 자료는 제1차 국가에너지기본계획상 제시된 2030년의 전력수요량을 근거로 동기간 같은 증가율을 감안하여 2030년의 발전량을 산정한 뒤, 이를 단순 interpolation 하는 방법을 사용하였다. 최대부하는 2022년의 부하율이 향후에도 그대로 적용된다고 가정하고 계산하였다.

2) 단순대표시간대수요와 가중대표시간대수요, 그리고 SMP의 결정

2009년부터 2030년까지 전력시장의 공급곡선과 수요곡선을 구성한 후 두 곡선의 균형가격을 해당년도의 평균 SMP로 계산하였다. 아래 그림은 이러한 방식으로 산정된 2009년 SMP를 도시하고 있다.

〈그림 V-4〉 2009년도 단순평균 SMP



하지만 2009년의 발전량(MWh) 실적의 단순평균은 메리트 오더(Merit-Order) 상에

서의 가중평균 SMP 값을 결정하는데 한계가 있음을 확인하였다. 본 연구에서는 SMP 값을 추정함에 있어, 2009년 실적으로 나타난 실적 SMP, 아래에서 논의하는 가중평균 SMP 값을 비교하여 합당한 SMP 값을 추정하는 방법을 사용하고자 한다.

방법을 구체적으로 설명하면, 먼저 계절별 가격차이의 특성을 반영할 수 있도록 가중평균 SMP(A)를 산정하고, 1년간의 전력수요의 단순평균으로 표시된 대표시간대 수요에 따르는 이론 SMP(B)²¹⁾를 찾는다. 그 다음으로 2009년 실적치 SMP(C)와 A, B 값을 서로 비교한다.

우선, 가중평균 SMP(A)는 8,760시간의 SMP값과 시간대별 전력량의 표준화된 가중치의 곱의 합으로 아래와 같이 정의한다.

$$A: \text{가중평균 SMP} = \sum_i SMP_{t,i} \times EI_{t,i}$$

$EI_{t,i}$: t 년도 i 시간대의 전력수요

$SMP_{t,i}$: t 년도 i 시간대의 SMP

$$EI_{t,i} = \frac{E_{t,i}}{\sum_i E_{t,i}},$$

$EI_{t,i}$ 는 표준화된 가중치에 해당되며, $\sum EI_{t,i} = 1$ 이 된다. 이렇게 하여 구한 가중평균 SMP(A)는 104.4[원/KWh]로 계산되었다.

2009년 1년의 대표시간 전력수요는 단순평균으로

$$\bar{E} = \sum_i E_{t,i} / 8760$$

으로 산정하였다. 발전소의 효율을 이용하여 메리트 오더(Merit-Order) 상에서 이 대표시간대 수요를 적용하여 구한 이론적인 SMP(B)는 104.6원[원/KWh]으로 나타났다.

결과적으로 2009년 가중평균 SMP(A), 104.4[원/KWh]과 메리트 오더(Merit-Order) 상에서 구한 이론적인 SMP(B), 104.6원[원/KWh]이 거의 동일한 값이 됨을 확인하였다. 단 실적으로 나타난 SMP가 105.04[원/KWh]으로 나타나 이론적 SMP(B)와는 0.44 [원/KWh]의 차이를 보인다.²²⁾ 미래 SMP 추정은 미래의 가중평균 SMP 값을 구할 수

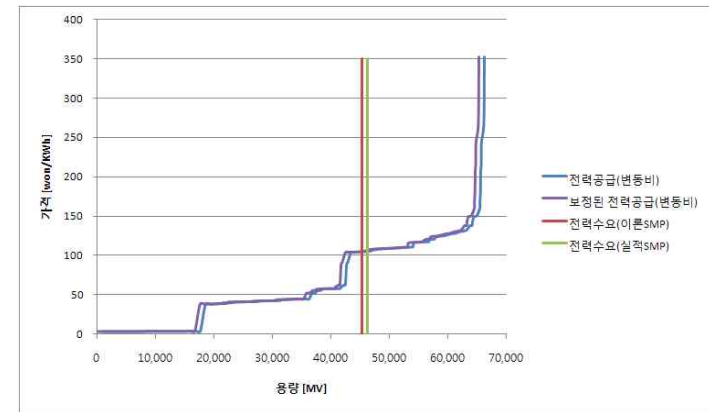
21) 아래의 그림에서 전력수요(이론 SMP)로 표시됨.

22) 2009년 진행된 『새만금 풍력사업 클러스터 조성사업 예비타당성조사 보고서』에는 누적용량 계산 시 발전단용량을 사용하여, 오차가 비교적 컸지만 이번 연구에서는 정격용량을 사용하였기 때문에 비

없다는 단점이 있다.

따라서 본 연구에서는 미래 SMP 추정 시 실적치와 이론적 SMP(B값)와의 차이에 따라 이와 동일한 비율만큼을 보정하여 SMP값을 추정하고자 한다.

[그림 V-5] 2009년 보정 SMP



결론적으로 변동비 곡선(공급곡선)을 좌측으로 1.37%만큼 이동시킨 후 SMP를 추정했으며, 위 그림은 이와 같은 방법으로 이동된 공급곡선에 의해 추정된 2010년 SMP를 보여주고 있다.

사. SMP 추정방법 요약 및 추정결과

상기에서 논의된 SMP를 구하는 방법은 다소 복잡한 과정을 거쳤다. 이를 다시 요약하여 SMP의 추정방법을 정리하면 다음과 같다.

- ① 기준년도(2009년) 변동비를 계산하고 기준년도 공급곡선을 구성
- ② 미국 EIA의 유가전망을 전제로 국내 LNG 도입가격을 예측하고 이를 통

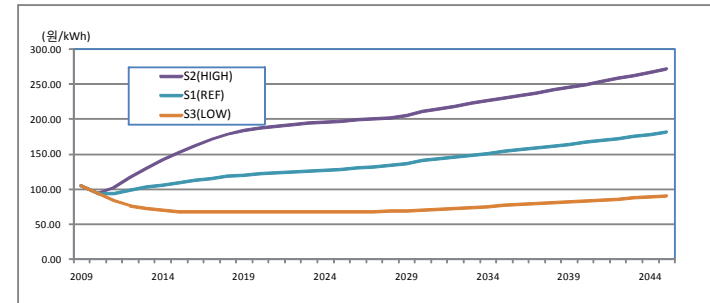
해 발전용 LNG 가격을 전망

- ③ 제4차 전력수급계획에 따른 신규발전설비 건설과 폐지계획을 고려하고 기준년도 공급곡선을 기준으로 예측된 미래 LNG 가격을 적용하여 2010년부터 2030년까지의 미래 공급곡선을 구성
- ④ 4차 전력수급계획(2009~2022)와 제1차 국가에너지기본계획(2009년~2030)을 참조하여 수요곡선을 구성
- ⑤ 2009년 8760시간의 발전량과 SMP 가격자료를 이용, 가중평균 SMP값과 단순평균 SMP값을 계산함. 계산 결과를 2009년 실제 SMP값과 비교하고 그 차이를 보정
- ⑥ 위에서 계산된 차이만큼 전원용량을 조정함으로써 보정된 2010년부터 2030년까지의 미래 SMP값을 추정
- ⑦ 2030년 이후 SMP값의 산정은 2030년 기준 최근 5년간의 평균증가율을 적용

위와 같은 방법으로 2010년부터 2030년까지의 공급곡선과 수요곡선이 구성되고 그 곡선이 만나는 균형가격으로 미래의 SMP값을 결정하였다. 추정된 결과로 나타난 시나리오별 SMP값에 대한 내용을 다음의 표와 그림에 정리하였다.

나타난 결과는 DOE/EIA의 Annual Energy Outlook(2010)의 시나리오 결과에 의존하는 것으로 이 시나리오 중 기준(reference) 시나리오는 2008년 기준에서 제시한 것과 비교할 때는 오히려 고유가 시나리오에 해당된다. 따라서 본 연구에서는 경제성 분석의 결과를 평가할 때 기준 시나리오의 유가에 따라 전망된 SMP 값을 기준으로 삼는 것이 합당할 것으로 판단된다.

[그림 V-6] SMP 추정결과



<표 V-7> 시나리오에 따른 연도별 추정 SMP

구 분	기준유가 (I-A)	고유가 (I-B)	저유가 (I-C)
2010	94.23	94.23	94.23
2011	94.21	101.99	82.87
2012	99.00	116.84	76.16
2013	103.77	129.79	73.23
2014	106.18	141.14	70.09
2015	109.10	151.69	68.27
2016	112.52	161.65	68.00
2017	115.49	170.80	68.08
2018	118.36	178.34	68.12
2019	120.54	183.76	68.20
2020	122.26	187.72	68.19
2021	123.53	190.37	68.15
2022	124.76	192.34	68.14
2023	126.02	194.08	68.12
2024	127.22	195.31	68.08
2025	128.49	196.73	68.05
2026	130.55	199.18	68.40
2027	132.10	200.35	68.43
2028	134.03	202.09	68.57
2029	136.96	205.40	69.15
2030	141.74	211.77	70.82

아. 전력공급편익 산정

전력공급편익은 IGCC 설비의 예상되는 이용률로 계산된 연간발전량과 세가지 시나리오로 추정된 SMP를 활용하여 산정된다. 구체적으로 전력공급편익은 다음과 같이 계산된다.

$$\text{전력공급편익(백만원)} = \text{SMP(원/KWh)} \times \text{연간발전량(GWh)}$$

$$\text{연간발전량(GWh)} = \text{이용률} \times 8,760(\text{Hour}) \times \text{송전단설비(MW)}$$

이용률은 시운전기간인 2016년은 80%, 그 외 기간은 85%로 가정하였으며 송전단 설비는 305MW이다. 이상의 방법을 통해 전력공급편익을 분석할 수 있는 기간은 제1차 국가에너지기본계획에서 기본적인 전망내역이 제시된 2030년까지이다. 이후의 기간에 대해서는 SMP의 직전년도 증가율을 감안, 그대로 2046년까지 확장하는 방법으로 편익을 계산하였다.

시운전에서도 전기를 생산하는 바, 이로부터 발생하는 편익을 산정하였다. 실제 본격적으로 시운전이 이루어지는 시기는 준공 전 2개월가량이므로 정비일수 등을 감안해서 2개월(1,440시간)의 70%가 운전된다고 가정하였으며, 전력공급편익에서 단위당 사회적 가치는 2015년의 SMP를 활용하여 산정하였다.

〈표 V-8〉 전력공급편익 산정결과

구분	SMP (원/kWh)				연간 발전량 (GWh)	전력공급편익(백만원)			
	1-A	1-B	1-C	2		1-A	1-B	1-C	2
2010	94.23	94.23	94.23	101.59					
2011	94.21	101.99	82.87	101.59					
2012	99.00	116.84	76.16	101.59					
2013	103.77	129.79	73.23	101.59					
2014	106.18	141.14	70.09	101.59					
2015	109.10	151.69	68.27	101.59	312	34,007	47,282	21,281	31,668
2016	112.52	161.65	68.00	101.59	2,137	240,510	345,517	145,347	217,150
2017	115.49	170.80	68.08	101.59	2,271	262,275	387,900	154,604	230,722
2018	118.36	178.34	68.12	101.59	2,271	268,788	405,004	154,707	230,722
2019	120.54	183.76	68.20	101.59	2,271	273,749	417,332	154,886	230,722
2020	122.26	187.72	68.19	101.59	2,271	277,645	426,319	154,866	230,722
2021	123.53	190.37	68.15	101.59	2,271	280,547	432,325	154,782	230,722
2022	124.76	192.34	68.14	101.59	2,271	283,325	436,814	154,743	230,722
2023	126.02	194.08	68.12	101.59	2,271	286,187	440,754	154,703	230,722
2024	127.22	195.31	68.08	101.59	2,271	288,915	443,563	154,621	230,722
2025	128.49	196.73	68.05	101.59	2,271	291,797	446,778	154,543	230,722
2026	130.55	199.18	68.40	101.59	2,271	296,476	452,346	155,342	230,722
2027	132.10	200.35	68.43	101.59	2,271	299,993	455,011	155,406	230,722
2028	134.03	202.09	68.57	101.59	2,271	304,380	458,950	155,717	230,722
2029	136.96	205.40	69.15	101.59	2,271	311,033	466,463	157,047	230,722
2030	141.74	211.77	70.82	101.59	2,271	321,894	480,934	160,834	230,722
2031	144.55	215.97	72.22	101.59	2,271	328,277	490,470	164,023	230,722
2032	147.42	220.25	73.66	101.59	2,271	334,785	500,194	167,275	230,722
2033	150.34	224.62	75.12	101.59	2,271	341,423	510,112	170,592	230,722
2034	153.32	229.07	76.61	101.59	2,271	348,193	520,226	173,974	230,722
2035	156.36	233.61	78.12	101.59	2,271	355,096	530,540	177,424	230,722
2036	159.46	238.24	79.67	101.59	2,271	362,137	541,060	180,941	230,722
2037	162.62	242.97	81.25	101.59	2,271	369,317	551,787	184,529	230,722
2038	165.85	247.79	82.86	101.59	2,271	376,640	562,728	188,188	230,722
2039	169.13	252.70	84.51	101.59	2,271	384,107	573,885	191,919	230,722
2040	172.49	257.71	86.18	101.59	2,271	391,723	585,264	195,724	230,722
2041	175.91	262.82	87.89	101.59	2,271	399,490	596,868	199,605	230,722
2042	179.39	268.03	89.63	101.59	2,271	407,411	608,702	203,562	230,722
2043	182.95	273.34	91.41	101.59	2,271	415,489	620,771	207,598	230,722
2044	186.58	278.76	93.22	101.59	2,271	423,727	633,079	211,714	230,722
2045	190.28	284.29	95.07	101.59	2,271	432,128	645,631	215,912	230,722

2. 온실가스 저감 편익 및 환경 편익

가. IGCC 실증플랜트 사업에서 얻어지는 배출권의 성격

『한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업』으로부터 기대되는 편익에는 기존의 유연탄발전소에 비해 상대적으로 높은 효율로 인해 저감되는 연료사용량과 이에 따라 이산화탄소(CO_2), 질소산화물(NO_x), 황산화물(SO_x), 그리고 미세먼지(PM) 등의 발생이 감소함으로써 발생하는 환경편익이 포함된다.

비교대상이 되는 유연탄발전소는 NETL (2009)에서 제시된 2015년 기준 예상되는 Gross Power 580MW 규모의 Supercritical PC(S.PC)의 오염배출량을 380MW 기준 IGCC로 환산하여 도출하였다.

온실가스 저감에 따른 편익은 국내외 배출권시장현황을 감안할 때, 교토의정서의 시장원리에 입각한 온실가스 감축수단인 CDM(Clean Development Mechanism) 사업을 통한 CER(Certified Emission Reduction)으로 인정받기에는 어려움이 있어 기타 어떠한 형태의 배출권가격 적용이 가능할 것인지를 검토한다.

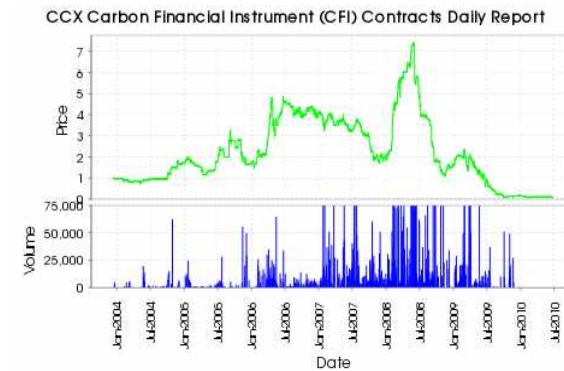
프로젝트가 CDM등록대상이 아닌 경우 감축된 배출량은 독립된 검증기관의 표준화된 기준을 통해 온실가스 배출권으로 인증된다. 우리나라에서는 현재 전력거래소(KPX)에서 진행한 모의거래의 결과로 나타난 가격이 있고, 국제시장에서는 Chicago Climate Exchange(CCX)에서 거래되는 VER(Voluntary or Verified Emission Reduction) 가격이 있다. CCX는 유럽과 달리 미국이 아직 교토의정서를 채택하지 않아 배출권의 강제적 감축의무가 없지만 자발적 할당방식에 따라 거래되고 있는 시장이다. 따라서 본 조사에서는 가격이 가장 저렴한 CCX의 VER, 전력거래소의 모의거래 결과 얻어진 배출권거래가격 등의 추이를 살펴보고, 본 사업에서 저감되는 이산화탄소의 편익산정에 합당한 가치를 평가하기로 한다. 이산화탄소 외의 환경편익에 대해서도 별도로 평가한다.

나. 온실가스 저감편익의 산정 기준

앞서 논의한 바와 같이 IGCC사업을 통한 온실가스 저감의 가치평가를 위해 우선 CCX(Chicago Climate Exchange)의 VER(voluntary emission Reduction), 전력거래소의 모의거래 결과 얻어진 배출권거래가격 평균, 그리고 CDM사업으로 인정되는 경우 확보할 수 있는 CER가격의 추이를 살펴본다.

1) CCX 가격

[그림 V-7] CCX 가격추이



자료 : <http://www.chicagoclimatex.com/market/data/summary.jsf>

〈표 V-9〉 CCX 가격의 기술적 통계량

(단위 : USD)

평균	중앙값	최대	최소	표준편차
2.224109	1.86	7.4	0.1	1.585801

주: 1) CCX 가격의 중앙값(Median)을 채택 (2달러)

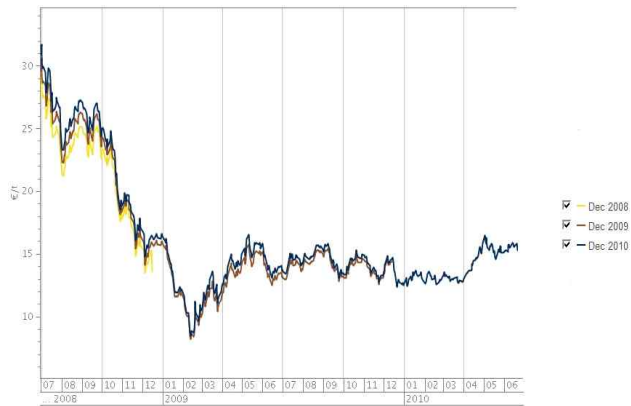
2) 2003.12.12~2010.6.24 기간 기준

2) EU ETS의 CER OTC (over-the-counter) 추이

2008.01.02~2010.06.30의 기간 동안 EU ETS의 EUA OTC 탄소배출권 가격추이는 다음과 같다²³⁾.

23) 출처; point carbon

[그림 V-8] Point Carbon Secondary CER OTC



자료 : www.pointcarbon

〈표 V-10〉 Point Carbon Secondary CER OTC assessment의 기술적 통계량

(단위 : EUR)

평균	중앙값	최대	최소	표준편차
15.50392	16.7	31.7	8.2	5.573039

주 : 1) Point Carbon Secondary CER OTC assessment의 중앙값(Median)을 채택(16.7유로)
2) 2008.01.02~2010.6.30 기간 기준

3) KPX 모의거래결과와 나타난 배출권가격

전력거래소는 온실가스 규제 대상에 포함되는 기업들이 배출저감비용을 최소화하기 위한 수단으로 선택된 배출권거래 시장의 가격의 수준, 시장의 유동성 및 시장의 효율성이 감축목표, 할당 방식, 생산 제한 등을 변화시키에 따라 어떻게 변화하는지를 보여주도록 설계한 가상의 거래시스템으로서 배출권 모의거래를 실시하였다. <표 V-11>은 해당 모의거래 시나리오 설정 및 거래규칙에 관한 내용을 요약하고 있다.

〈표 V-11〉 모의거래 시나리오 설정 및 거래 규칙

항목	부문	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	PHASE 4
감축목표	발전	95%	92%	88%	84%
	일반	95%	97%	94%	92%
유상할당		0%	5%	10%	20%
선물거래		-	허용	허용	허용
BANKING		-	-	허용	-
CER 구매		-	-	허용	허용
금융기관 참가		허용	허용	허용(경매까지)	허용
패널티		180,000원	180,000원	180,000원	250,000원
발전부문 수익규제 (발전 자회사)	천연가스	8.9%	8.9%	32.7%	32.7%
	중유	8.9%	8.9%	32.7%	32.7%
	유연탄	8.9%	8.9%	18.7%	18.7%
	무연탄	8.9%	8.9%	75.0%	75.0%
생산제한	발전	-	-	석탄 하한 80%	석탄 하한 70%
	발전 (민자)	95% - 105%	95% - 105%	95% - 105%	95% - 105%
	일반	90% - 110%	90% - 110%	90% - 110%	90% - 110%

주 : 전력거래소(KPX)의 2010년 모의실험결과 기준

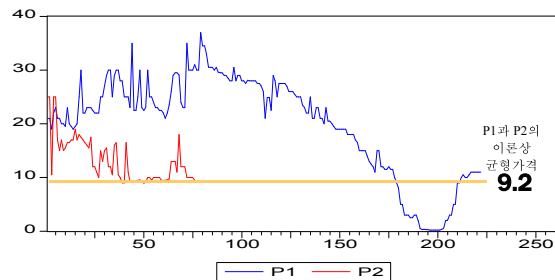
모의거래에 참여한 기업은 해당 기업의 한계저감비용을 제시하도록 되어 있고, 이를 오름차순으로 나열하면 모의거래 시나리오별 한계저감비용곡선이 도출된다. 또 이를 통해 모의거래의 이론상 균형가격이 산정될 수 있는데 그 결과는 아래 표와 같다. 즉, PHASE 1과 PHASE 2의 배출권 균형가격은 9,254원/tCO₂이며, PHASE 3과 PHASE 4의 균형가격은 각각 14,861원/tCO₂과 22,435원/tCO₂으로, 총 감축량이 증가할수록 모의거래상의 배출권가격이 상승하도록 설계하였다.

〈표 V-12〉 시나리오별 이론상 배출권 균형가격

항목	PHASE 1	PHASE 2	PHASE 3	PHASE 4
총감축량 (천 톤)	14,322	18,912	29,798	39,714
이론상 균형가격 (원/tCO ₂)	9,254	9,254	14,861	22,435

모의거래 결과, PHASE 1과 PHASE 2의 거래가격의 수렴정도를 비교하면, PHASE 2가 PHASE 1에 비해 상당히 빠르며, 이는 경매할당 이후 낙찰가격이 가격 시그널 역할을 충분히 했음을 의미한다고 보고서는 평가하고 있다.

[그림 V-9] PHASE 1과 PHASE 2의 시장 수렴 비교



주 : X축은 거래 순서이며, Y축은 거래가격(단위: 천원/tCO2)

상기에서 살펴 본 바와 같이 다양한 배출권 가격이 본 연구의 온실가스 저감에 따른 가치 평가에 고려될 수 있음을 알 수 있다. 그런데 IGCC가 우리나라에서는 신 에너지로 구분되어 법에 명시되어 있지만, UNFCCC에서 IGCC가 신재생에너지로서 CDM사업으로 인정되고 있지 않고 있다. 따라서 해당 배출저감에 따른 가치평가는 자발적 시장의 가치를 준용하는 것이 합당한 것으로 판단된다. CCX시장과 국내 모의거래의 결과를 비교해 볼 때 톤당 가치는 거의 동일한 수준임을 알 수 있다. 따라서 본 조사에서는 전력거래소의 모의거래 결과 나타난 가격을 검토대상으로 선정하되, 가격의 수렴정도 뿐만 아니라 발전부문의 감축목표 등을 감안, PHASE 2의 이론 균형가격 9,254원을 이산화탄소 배출권의 가치평가 상 기준으로 삼았다.

다. 환경오염물질 배출저감 편익 산정 기준

IGCC는 일반 석탄발전소에 비해 높은 열효율로 인한 석탄사용의 감소에 따라 환경오염물질(질소산화물, 황산화물, 먼지) 배출저감 편익이 발생한다. 환경오염물질 배출저감 편익은 (환경오염물질 배출 감소량 × 환경오염물질의 단위당 대기오염비용)으로 산출할 수 있는데 이때 환경오염물질의 단위당 대기오염비용에 대한 가정이 필요하다.

한국개발연구원(2008), 『도로·철도부문 사업의 예비타당성조사 표준지침 수정·보완 연구(제5판)』은 질소산화물의 사회적 비용을 추정하기 위해 한국환경정책평가연구원(2002)의 『육상교통수단의 환경성 비교분석』의 결과를 인용하였다. 한국환경정책평가연구원(2002)은 Markandya(1998)²⁴⁾이 국가별, 환경오염물질별로 제시한 4개의 단위당 사회적 비용을 단순 평균하는 방식으로 환경오염물질의 단위당 사회적 비용을 추정하였다. 연구의 일관성을 위해 황산화물과 먼지에 대해서도 한국환경정책평가연구원(2002)의 연구 방법론을 적용하면, 2009년 말 기준으로 다음의 표와 같이 환경오염물질의 단위당 사회적 비용을 추정할 수 있다.

〈표 V-13〉 환경오염물질 단위당 사회적 비용 (1)

가격탄력성	황산화물		질소산화물		먼지	
	최소	최대	최소	최대	최소	최대
1	5,417	7,124	2,804	7,213	8,959	23,717
0.35	7,745	10,187	4,009	13,103	12,810	43,085
평균값(1996US\$/톤)		7,618		6,782		22,143
평균값(천원/톤, 1,131.03원/\$ 적용)		8,616		7,671		25,044
2007년 말로 보정		10,645		9,477		30,941
2009년 말로 보정		11,559		10,291		33,598

한편 Markandya(1998)는 1인당 GDP (PPP)의 변화에 따른 환경오염물질 단위당 사회적 비용의 변화를 명시적으로 고려하고 있는 바, 2009년 기준 우리나라 1인당 GDP (PPP) US\$27,978 수준에서 Markandya(1998)의 방법론에 따라 환경오염물질의 단위당 사회적 비용을 직접 산출하는 방안을 고려할 수 있다. 위의 표에서 제시된 환경오염물질의 단위당 사회적 비용은 우리나라 1인당 GDP (PPP)가 US\$10,330일 때 산정한 수치이다.

〈표 V-14〉 환경오염물질 단위당 사회적 비용 (2)

가격탄력성	황산화물		질소산화물		먼지	
	최소	최대	최소	최대	최소	최대
1	14,672	19,295	7,594	19,536	24,265	64,236
0.35	11,238	14,781	5,817	18,583	18,587	61,106
평균값		14,996		12,882		42,048
2009년 4사분기 환율 1,168.6원/\$ 적용		17,524		15,054		49,137

24) Markandya, A., Economics of Greenhouse Gas Limitations: The Indirect Costs and Benefits of Greenhouse Gas Limitations, UNEP, 1998.

위의 표에서 환경오염물질별로 제시된 네 개의 수치들은 1인당 GDP (PPP) US\$27,978 수준에서 Markandya(1998)의 방법론에 따라 산정한 환경오염물질의 단위당 사회적 비용이다. 마지막의 열은 환경오염물질별로 수치들을 단순평균 후 2009년 4사분기 대미환율을 적용하여 원화로 환산한 값이다. 본 조사에서는 환경편익을 산정하기 위해 환경오염물질 단위당 사회적 비용으로 <표 V-14>의 값을 이용하였다.

라. 온실가스 저감편익과 환경편익 산정

상기에서 논의한 기준에 따라 IGCC 운영에 따른 온실가스 저감편익과 환경오염물질 배출저감 편익을 아래와 같은 방법으로 산정하였다.

우선 CO₂, 미세먼지, 황산화물, 질소산화물, 수은²⁵⁾의 저감량 산정 기준으로 사용된 NETL(2009)의 자료에 근거하여 각 오염물질의 발생량을 MWh 당 kg으로 환산하였다. 이 때, Supercritical PC이면서 Refl을 저감량 산정의 기준으로 삼은 것은 2015년 IGCC를 대신하는 발전소는 이 시점에 운영될 발전소의 성능을 감안하는 것이 합당하다는 판단에 따른 것이다. 연구에서 사용한 발전량은 이용율 85%, 1년 운영시간 8,760시간과 발전단 설비규모를 적용하여 산정하였다. 단, 전력생산의 최초년도인 2016년은 이용율 80%가 적용되었다.

한편, 탈황설비 방식 변경으로 인한 이산화탄소 발생 감소량은 지식경제부가 제출한 「2단계 사업기획보고서」에서 제시한 값을 그대로 반영하였다.

시운전과 관련해서도 온실가스 저감편익과 환경오염물질 배출저감 편익이 발생하므로, 70%의 이용율로 2개월간의 발전량에 해당하는 관련 편익을 산정하여 2015년에 포함시켰다.

<표 V-15> NETL(2009)에 따른 CO₂, NOx, SOx, PM, 수은 기준

	Shell IGCC case 1		Refl Supercritical PC(S,PC) Case 4	
Gross Power (MW)	612.9	380.0	585.0	380.0
Net Power (MW)	502.4	311.5	442.8	274.5
CO ₂ (kg/MWh)	649.0	427.5	810.0	533.6
질소산화물 (NOx) (kg/MWh)	0.1870	0.1232	0.264	0.17
황산화물 (SOx) (kg/MWh)	0.0070	0.0046	0.448	0.30
PM (kg/MWh)	0.0220000	0.0144926	0.0490000	0.0322789

참고자료: NETL(2009)

Case1: p.120, Case4: p.203 참조

<표 V-16> 온실가스 저감편익 산정결과

항 목	Refl 기준 저감량	단위편익	편익
	kg/년	원/t CO ₂	천원/년
CO ₂ (kg/MWh)	300,093	9,254	2,777,058
CO ₂ ** (kg/MWh)	14,317	9,254	132,491
온실가스 저감 총편익			2,909,549

**탈황설비 방식 변경으로 인한 이산화탄소 발생 감소량

25) 수은발생 저감에 따른 사회적 편익은 가치평가자료 미비로 평가에서 제외함.

〈표 V-17〉 환경편익 산정결과

항 목	Ref1 기준 저감량	단위편익	편익
	kg/년	원/kg	천원/년
NOx(kg/MWh)	143.52	15,054	2,161
SOx(kg/MWh)	821.99	17,524	14,405
PM(kg/MWh)	50.33	49,137	2,472,874
총편익			2,489,439

3. 부산물 재활용에 따른 사회적 편익

일반 석탄발전소에서 발생하는 Bottom Ash는 Ash Pond에 매립하는 반면 IGCC에서 발생하는 Slag는 재활용이 가능하므로 Ash Pond 조성비용 절감이라는 편익 발생이 발생한다. 이는 동일한 용량, 동일한 이용률을 가정한 상태에서 일반 석탄발전소에서 발생하는 Ash Pond 조성비용을 편익으로 산정이 가능하다.

$$\begin{aligned}\text{IGCC 발전소 Slag 발생량} &= \text{IGCC Slag 발생량} \times \text{연간 운전시간} \\ &= 13,905 \text{ kg} \times 7,446 \text{ hr/년} = 103,537 \text{ ton/년}\end{aligned}$$

으로 계상이 되고 Ash Pond 조성비용 = 2,500원/ton, 이에 따른 연간 편익을 $103,537\text{ton} \times 2,500\text{원/ton} \times 0.8331$ (ash 재활용율(미국기준)) = 216백만원으로 산정하였다.

〈표 V-18〉 Ash Pond에 따른 부산물 재활용 편익 산정

IGCC Slag 발생량 (kg/h)	IGCC Slag 발생량 (ton/년)	Ash Pond 조성비용 (원/ton)	ash 재활용율 (미국기준)	편익 (백만원)
13,905	103,537	2,500	83.31%	216

제3절 편익 산정 결과의 종합

〈표 V-19〉 연차별 편익의 추정결과

(단위 : 백만원/년)

연도	전력판매편익				온실 가스 저감 편익	환경 편익	부산물 재활용 편익
	1-A	1-B	1-C	2			
2015	34,006.76	47,282.05	21,281.42	31,667.66	399.35	341.69	29.60
2016	240,510.49	345,516.67	145,347.36	217,149.65	2,738.40	2,343.00	202.96
2017	262,274.56	387,900.20	154,603.68	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2018	268,788.43	405,004.18	154,706.87	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2019	273,748.83	417,332.13	154,886.01	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2020	277,644.85	426,318.99	154,866.17	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2021	280,547.38	432,325.02	154,781.56	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2022	283,324.53	436,814.21	154,743.31	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2023	286,187.19	440,754.06	154,702.54	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2024	288,915.45	443,563.32	154,621.36	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2025	291,796.69	446,777.59	154,542.88	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2026	296,476.08	452,346.17	155,342.21	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2027	299,993.08	455,010.74	155,406.42	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2028	304,380.04	458,949.95	155,717.32	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2029	311,032.71	466,462.75	157,046.73	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2030	321,894.34	480,934.06	160,834.14	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2031	328,276.61	490,469.64	164,023.03	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2032	334,785.42	500,194.29	167,275.15	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2033	341,423.28	510,111.75	170,591.75	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2034	348,192.75	520,225.84	173,974.11	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2035	355,096.44	530,540.47	177,423.53	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2036	362,137.01	541,059.61	180,941.34	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2037	369,317.18	551,787.31	184,528.91	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2038	376,639.71	562,727.72	188,187.60	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2039	384,107.43	573,885.04	191,918.83	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2040	391,723.21	585,263.58	195,724.05	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2041	399,489.98	596,867.72	199,604.71	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2042	407,410.76	608,701.95	203,562.32	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2043	415,488.58	620,770.81	207,598.39	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2044	423,726.56	633,078.96	211,714.49	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
2045	432,127.87	645,631.16	215,912.20	230,721.51	2,909.55	2,489.44	215.64
Total	9,991,464	15,014,608	5,176,410	6,939,741	87,515	74,878	6,486

제VI장 경제성 분석

제1절 경제성 분석

1. 경제성 분석의 원칙

본 장의 목적은 국민경제 전체의 입장에서 본 한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트의 경제성을 분석하는 것이며, 이를 위하여 사업 시행 시 예상되는 각종 편익과 비용을 추정한 후, 순현재가치(net present value : NPV), 내부수익률(internal rate of return : IRR), 편익-비용 비율(benefit-cost ratio : B/C ratio) 등을 계산하여 사업의 수익성을 판단하기로 한다.

여기서, 순현재가치는 순편익의 현재가치, 편익-비용비율은 총편익의 현재가치와 총비용의 현재가치의 비율, 내부수익율은 총편익의 현재가치와 총비용의 현재가치를 같게 하는 수익비율을 의미한다.

$$\text{순현재가치: } NPV = \sum_{t=t_0}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

$$\text{편익-비용비율: } B/C \text{ ratio} = \frac{\sum_{t=t_0}^T B_t / (1+r)^t}{\sum_{t=t_0}^T C_t / (1+r)^t}$$

$$\text{내부수익율: } \sum_{t=t_0}^T \frac{B_t}{(1+IRR)^t} = \sum_{t=t_0}^T \frac{C_t}{(1+IRR)^t}$$

$$\begin{aligned} t_0 &= \text{사업의 개시시점} & T &= \text{사업의 완료시점} & r &= \text{할인율,} \\ B_t &= \text{시점 } t \text{에서의 편익} & C_t &= \text{시점 } t \text{에서의 비용.} \end{aligned}$$

2. 분석대상 기간 및 사회적 할인율

한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 건립사업이 추진될 경우, 5년의 공사기간(2011~2015년)이 소요될 것으로 전망된다. 또한 편익의 경우는 2016년도부터 순차적으로 발생하는 것으로 전망된다. 즉 본 예비타당성조사에서는 2011~2015년에 공사가 수행되고 2016년에 편익이 발생하기 시작하여 30년간 지속되는 것으로 가정한다. 따라서 본 예비타당성조사의 경제성 분석 대상기간은 2011~2045년이며, 비용과 편익 항목의 현재가치는 2009년을 기준으로 산출한다.

경제성 분석을 위한 각종 수익성 지표를 계산함에 있어서 사회적 할인율은 『예비타당성조사 일반지침(제4판)의 수정·보완: 사회적 할인율의 조정』에 따라 5.5%로 적용하여 사용하였으며, 사회적 할인율 추정의 오차를 감안하기 위하여 3.5%에서 7.5%까지 0.5%p씩 증가하면서 민감도 분석을 실시한다.

3. 경제성 분석 방법 및 결과

본 예비타당성조사에서는 총사업비 산정과 관련하여 요구안과 대안을 구분하였다. 연간 연료비 산정과 관련해서는 미래 유연탄 도입가격의 전망치를 이용한 시나리오 1과 2009년 유연탄 도입가격 실적치를 이용한 시나리오 2를 설정하였으며, 시나리오 1은 다시 전망에 사용된 유가전망치에 따라 본 사업의 시행을 통해 예상되는 편익 가운데 전력공급편익 또한 계통한계가격의 미래 전망치를 이용한 시나리오 1과 2009년 말 계통한계가격을 이용한 시나리오 2로 구분하여 추정되었으며, 시나리오 1은 연료비 산정방식과 동일하게 다시 계통한계가격의 전망에 사용된 유가전망치에 따라 다시 1-A(기준유가), 1-B(고유가), 1-C(저유가)로 구분되었다.

이에 따라 아래에서는 요구안과 대안의 각각에 대하여 시나리오 1-A, 시나리오 1-B, 시나리오 1-C, 시나리오 2를 설정하여, 총 8가지 경우를 대상으로 경제성 분석을 수행하였다. 잔존가치는 공통적으로 분석대상기간 마지막 해인 2045년에 비용항목에 (-)의 투자비로 반영하였다.

〈표 VI-1〉 경제성 분석결과_요구안

구 분	1-A	1-B	1-C	2
총편익의 현재가치	3,341,876	5,000,624	1,802,453	2,505,079
총비용의 현재가치	2,506,667	3,231,980	1,876,520	2,009,162
B/C비율	1.33	1.55	0.96	1.25
순현재가치(NPV)	835,209	1,768,644	-74,067	495,918
내부수익률(IRR)	11.09%	15.82%	4.85%	9.66%

〈표 VI-2〉 경제성 분석결과_대안

구 분	1-A	1-B	1-C	2
총편익의 현재가치	3,341,876	5,000,624	1,802,453	2,505,079
총비용의 현재가치	2,496,153	3,221,466	1,866,006	1,998,648
B/C비율	1.34	1.55	0.97	1.25
순현재가치(NPV)	845,723	1,779,158	-63,553	506,432
내부수익률(IRR)	11.22%	15.97%	4.93%	9.79%

〈표 VI-3〉 비용 및 편익 흐름 (요구안-1-A)

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	92,543	83,146	-83,146
2012	0	0	224,318	191,032	-191,032
2013	0	0	398,225	321,454	-321,454
2014	0	0	230,505	176,367	-176,367
2015	34,777	25,222	34,553	25,059	163
2016	245,795	168,968	142,298	97,821	71,148
2017	267,889	174,556	150,560	98,105	76,451
2018	274,403	169,479	153,535	94,828	74,652
2019	279,363	163,548	155,944	91,295	72,253
2020	283,259	157,184	156,541	86,866	70,317
2021	286,162	150,516	157,981	83,095	67,421
2022	288,939	144,054	159,273	79,407	64,647
2023	291,802	137,897	160,579	75,885	62,012
2024	294,530	131,930	161,836	72,492	59,438
2025	297,411	126,275	162,011	68,787	57,488
2026	302,091	121,575	163,388	65,755	55,820
2027	305,608	116,579	164,889	62,899	53,680
2028	309,995	112,088	166,508	60,206	51,882
2029	316,647	108,524	168,222	57,655	50,870
2030	327,509	106,395	169,749	55,145	51,250
2031	333,891	102,814	171,431	52,788	50,026
2032	340,400	99,353	173,197	50,552	48,802
2033	347,038	96,010	174,918	48,392	47,618
2034	353,807	92,780	176,681	46,332	46,449
2035	360,711	89,659	178,478	44,363	45,296
2036	367,752	86,644	176,685	41,628	45,016
2037	374,932	83,730	174,915	39,062	44,668
2038	382,254	80,915	173,170	36,656	44,259
2039	389,722	78,195	171,448	34,400	43,795
2040	397,338	75,567	169,749	32,284	43,284
2041	405,105	73,028	168,073	30,298	42,729
2042	413,025	70,574	166,420	28,436	42,138
2043	421,103	68,203	164,789	26,690	41,514
2044	429,341	65,912	163,180	25,051	40,861
2045	437,743	63,699	154,194	22,438	41,261
Total	10,160,343	3,341,876	5,930,784	2,506,667	835,209

〈표 VI-4〉 비용 및 편익 흐름 (요구안-1-B) -운영비재적용에따른비용수정

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	92,543	83,146	-83,146
2012	0	0	224,318	191,032	-191,032
2013	0	0	398,225	321,454	-321,454
2014	0	0	230,505	176,367	-176,367
2015	48,053	34,850	34,554	25,060	9,790
2016	350,801	241,154	195,371	134,305	106,849
2017	393,515	256,414	206,950	134,849	121,565
2018	410,619	253,610	215,548	133,129	120,481
2019	422,947	247,606	222,022	129,978	117,628
2020	431,934	239,684	225,492	125,128	114,557
2021	437,940	230,348	228,779	120,333	110,015
2022	442,429	220,578	231,166	115,250	105,327
2023	446,369	210,940	233,174	110,191	100,749
2024	449,178	201,202	234,673	105,118	96,084
2025	452,392	192,077	235,079	99,810	92,267
2026	457,961	184,305	236,596	95,217	89,088
2027	460,625	175,713	237,838	90,727	84,986
2028	464,565	167,977	239,151	86,472	81,505
2029	472,077	161,795	240,676	82,487	79,308
2030	486,549	158,061	242,175	78,673	79,388
2031	496,084	152,757	243,513	74,984	77,773
2032	505,809	147,632	244,774	71,443	76,189
2033	515,726	142,679	245,847	68,015	74,664
2034	525,840	137,893	246,735	64,702	73,191
2035	536,155	133,268	247,551	61,532	71,736
2036	546,674	128,799	246,464	58,068	70,731
2037	557,402	124,480	245,383	54,799	69,681
2038	568,342	120,306	244,308	51,715	68,591
2039	579,500	116,273	243,238	48,804	67,469
2040	590,878	112,376	242,175	46,058	66,318
2041	602,482	108,609	241,117	43,466	65,143
2042	614,317	104,969	240,064	41,020	63,949
2043	626,385	101,451	239,017	38,712	62,739
2044	638,694	98,052	237,976	36,534	61,518
2045	651,246	94,767	229,542	33,402	61,365
Total	15,183,487	5,000,624	8,042,538	3,231,980	1,768,644

〈표 VI-5〉 비용 및 편익 흐름 (요구안-1-C) -운영비재적용에따른비용수정

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	92,543	83,146	-83,146
2012	0	0	224,318	191,032	-191,032
2013	0	0	398,225	321,454	-321,454
2014	0	0	230,505	176,367	-176,367
2015	22,052	15,993	34,552	25,059	-9,066
2016	150,632	103,550	98,944	68,018	35,532
2017	160,218	104,398	104,497	68,090	36,308
2018	160,321	99,019	104,523	64,556	34,463
2019	160,501	93,962	104,586	61,228	32,734
2020	160,481	89,052	103,306	57,326	31,727
2021	160,396	84,365	103,277	54,322	30,044
2022	160,358	79,948	103,259	51,481	28,467
2023	160,317	75,761	103,242	48,789	26,972
2024	160,236	71,775	103,211	46,232	25,543
2025	160,158	68,000	102,052	43,329	24,671
2026	160,957	64,777	102,027	41,060	23,716
2027	161,021	61,424	102,017	38,916	22,508
2028	161,332	58,334	101,988	36,877	21,458
2029	162,661	55,749	101,947	34,940	20,809
2030	166,449	54,073	101,934	33,115	20,958
2031	169,638	52,236	101,913	31,382	20,854
2032	172,890	50,462	101,865	29,732	20,730
2033	176,206	48,749	101,824	28,170	20,578
2034	179,589	47,094	101,803	26,696	20,398
2035	183,038	45,496	101,769	25,296	20,200
2036	186,556	43,953	101,802	23,985	19,968
2037	190,144	42,463	101,835	22,742	19,721
2038	193,802	41,024	101,868	21,563	19,461
2039	197,533	39,634	101,901	20,446	19,188
2040	201,339	38,291	101,934	19,386	18,905
2041	205,219	36,995	101,968	18,382	18,613
2042	209,177	35,742	102,001	17,429	18,313
2043	213,213	34,533	102,034	16,526	18,007
2044	217,329	33,364	102,067	15,669	17,695
2045	221,527	32,236	94,701	13,781	18,455
Total	5,345,290	1,802,453	4,042,238	1,876,520	-74,067

〈표 VI-6〉 비용 및 편익 흐름 (요구안-2) -운영비재적용에따른비용수정

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	92,543	83,146	-83,146
2012	0	0	224,318	191,032	-191,032
2013	0	0	398,225	321,454	-321,454
2014	0	0	230,505	176,367	-176,367
2015	32,438	23,526	34,552	25,059	-1,533
2016	222,434	152,909	110,780	76,154	76,755
2017	236,336	153,996	117,072	76,284	77,712
2018	236,336	145,968	117,072	72,307	73,661
2019	236,336	138,358	117,072	68,538	69,821
2020	236,336	131,145	115,784	64,250	66,895
2021	236,336	124,308	115,784	60,900	63,408
2022	236,336	117,828	115,784	57,725	60,102
2023	236,336	111,685	115,784	54,716	56,969
2024	236,336	105,863	115,784	51,864	53,999
2025	236,336	100,344	114,657	48,681	51,663
2026	236,336	95,113	114,657	46,143	48,969
2027	236,336	90,154	114,657	43,738	46,416
2028	236,336	85,454	114,657	41,458	43,997
2029	236,336	80,999	114,657	39,296	41,703
2030	236,336	76,777	114,657	37,248	39,529
2031	236,336	72,774	114,657	35,306	37,468
2032	236,336	68,980	114,657	33,465	35,515
2033	236,336	65,384	114,657	31,721	33,663
2034	236,336	61,975	114,657	30,067	31,908
2035	236,336	58,744	114,657	28,500	30,245
2036	236,336	55,682	114,657	27,014	28,668
2037	236,336	52,779	114,657	25,605	27,174
2038	236,336	50,028	114,657	24,271	25,757
2039	236,336	47,419	114,657	23,005	24,414
2040	236,336	44,947	114,657	21,806	23,141
2041	236,336	42,604	114,657	20,669	21,935
2042	236,336	40,383	114,657	19,592	20,791
2043	236,336	38,278	114,657	18,570	19,707
2044	236,336	36,282	114,657	17,602	18,680
2045	236,336	34,391	107,259	15,608	18,783
Total	7,108,620	2,505,079	4,421,466	2,009,161	495,918

〈표 VI-7〉 비용 및 편익 흐름 (대안-1-A)

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	91,577	82,277	-82,277
2012	0	0	221,288	188,452	-188,452
2013	0	0	392,621	316,930	-316,930
2014	0	0	227,381	173,977	-173,977
2015	34,777	25,222	34,343	24,907	315
2016	245,795	168,968	142,298	97,821	71,148
2017	267,889	174,556	150,560	98,105	76,451
2018	274,403	169,479	153,535	94,828	74,652
2019	279,363	163,548	155,944	91,295	72,253
2020	283,259	157,184	156,541	86,866	70,317
2021	286,162	150,516	157,981	83,095	67,421
2022	288,939	144,054	159,273	79,407	64,647
2023	291,802	137,897	160,579	75,885	62,012
2024	294,530	131,930	161,836	72,492	59,438
2025	297,411	126,275	162,011	68,787	57,488
2026	302,091	121,575	163,388	65,755	55,820
2027	305,608	116,579	164,889	62,899	53,680
2028	309,995	112,088	166,508	60,206	51,882
2029	316,647	108,524	168,222	57,655	50,870
2030	327,509	106,395	169,749	55,145	51,250
2031	333,891	102,814	171,431	52,788	50,026
2032	340,400	99,353	173,197	50,552	48,802
2033	347,038	96,010	174,918	48,392	47,618
2034	353,807	92,780	176,681	46,332	46,449
2035	360,711	89,659	178,478	44,363	45,296
2036	367,752	86,644	176,685	41,628	45,016
2037	374,932	83,730	174,915	39,062	44,668
2038	382,254	80,915	173,170	36,656	44,259
2039	389,722	78,195	171,448	34,400	43,795
2040	397,338	75,567	169,749	32,284	43,284
2041	405,105	73,028	168,073	30,298	42,729
2042	413,025	70,574	166,420	28,436	42,138
2043	421,103	68,203	164,789	26,690	41,514
2044	429,341	65,912	163,180	25,051	40,861
2045	437,743	63,699	154,194	22,438	41,261
Total	10,160,343	3,341,876	5,917,851	2,496,153	845,723

〈표 VI-8〉 비용 및 편익 흐름 (대안-1-B) -운영비제적용에따른비용수정

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	91,577	82,277	-82,277
2012	0	0	221,288	188,452	-188,452
2013	0	0	392,621	316,930	-316,930
2014	0	0	227,381	173,977	-173,977
2015	48,053	34,850	34,344	24,908	9,942
2016	350,801	241,154	195,371	134,305	106,849
2017	393,515	256,414	206,950	134,849	121,565
2018	410,619	253,610	215,548	133,129	120,481
2019	422,947	247,606	222,022	129,978	117,628
2020	431,934	239,684	225,492	125,128	114,557
2021	437,940	230,348	228,779	120,333	110,015
2022	442,429	220,578	231,166	115,250	105,327
2023	446,369	210,940	233,174	110,191	100,749
2024	449,178	201,202	234,673	105,118	96,084
2025	452,392	192,077	235,079	99,810	92,267
2026	457,961	184,305	236,596	95,217	89,088
2027	460,625	175,713	237,838	90,727	84,986
2028	464,565	167,977	239,151	86,472	81,505
2029	472,077	161,795	240,676	82,487	79,308
2030	486,549	158,061	242,175	78,673	79,388
2031	496,084	152,757	243,513	74,984	77,773
2032	505,809	147,632	244,774	71,443	76,189
2033	515,726	142,679	245,847	68,015	74,664
2034	525,840	137,893	246,735	64,702	73,191
2035	536,155	133,268	247,551	61,532	71,736
2036	546,674	128,799	246,464	58,068	70,731
2037	557,402	124,480	245,383	54,799	69,681
2038	568,342	120,306	244,308	51,715	68,591
2039	579,500	116,273	243,238	48,804	67,469
2040	590,878	112,376	242,175	46,058	66,318
2041	602,482	108,609	241,117	43,466	65,143
2042	614,317	104,969	240,064	41,020	63,949
2043	626,385	101,451	239,017	38,712	62,739
2044	638,694	98,052	237,976	36,534	61,518
2045	651,246	94,767	229,542	33,402	61,365
Total	15,183,487	5,000,624	8,029,605	3,221,466	1,779,158

〈표 VI-9〉 비용 및 편익 흐름 (대안-1-C) -운영비제적용에따른비용수정

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현가 (B-C)
	총편익	현가(B)	총비용	현가(C)	
2011	0	0	91,577	82,277	-82,277
2012	0	0	221,288	188,452	-188,452
2013	0	0	392,621	316,930	-316,930
2014	0	0	227,381	173,977	-173,977
2015	22,052	15,993	34,342	24,906	-8,913
2016	150,632	103,550	98,944	68,018	35,532
2017	160,218	104,398	104,497	68,090	36,308
2018	160,321	99,019	104,523	64,556	34,463
2019	160,501	93,962	104,586	61,228	32,734
2020	160,481	89,052	103,306	57,326	31,727
2021	160,396	84,365	103,277	54,322	30,044
2022	160,358	79,948	103,259	51,481	28,467
2023	160,317	75,761	103,242	48,789	26,972
2024	160,236	71,775	103,211	46,232	25,543
2025	160,158	68,000	102,052	43,329	24,671
2026	160,957	64,777	102,027	41,060	23,716
2027	161,021	61,424	102,017	38,916	22,508
2028	161,332	58,334	101,988	36,877	21,458
2029	162,661	55,749	101,947	34,940	20,809
2030	166,449	54,073	101,934	33,115	20,958
2031	169,638	52,236	101,913	31,382	20,854
2032	172,890	50,462	101,865	29,732	20,730
2033	176,206	48,749	101,824	28,170	20,578
2034	179,589	47,094	101,803	26,696	20,398
2035	183,038	45,496	101,769	25,296	20,200
2036	186,556	43,953	101,802	23,985	19,968
2037	190,144	42,463	101,835	22,742	19,721
2038	193,802	41,024	101,868	21,563	19,461
2039	197,533	39,634	101,901	20,446	19,188
2040	201,339	38,291	101,934	19,386	18,905
2041	205,219	36,995	101,968	18,382	18,613
2042	209,177	35,742	102,001	17,429	18,313
2043	213,213	34,533	102,034	16,526	18,007
2044	217,329	33,364	102,067	15,669	17,695
2045	221,527	32,236	94,701	13,781	18,455
Total	5,345,290	1,802,453	4,029,305	1,866,006	-63,553

〈표 VI-10〉 비용 및 편익 흐름 (대안-2) -운영비재적용에따른비용수정

(단위 : 백만원/년)

연도	편익		비용		순편익의 현재 (B-C)
	총편익	현재(B)	총비용	현재(C)	
2011	0	0	91,577	82,277	-82,277
2012	0	0	221,288	188,452	-188,452
2013	0	0	392,621	316,930	-316,930
2014	0	0	227,381	173,977	-173,977
2015	32,438	23,526	34,342	24,907	-1,381
2016	222,434	152,909	110,780	76,154	76,755
2017	236,336	153,996	117,072	76,284	77,712
2018	236,336	145,968	117,072	72,307	73,661
2019	236,336	138,358	117,072	68,538	69,821
2020	236,336	131,145	115,784	64,250	66,895
2021	236,336	124,308	115,784	60,900	63,408
2022	236,336	117,828	115,784	57,725	60,102
2023	236,336	111,685	115,784	54,716	56,969
2024	236,336	105,863	115,784	51,864	53,999
2025	236,336	100,344	114,657	48,681	51,663
2026	236,336	95,113	114,657	46,143	48,969
2027	236,336	90,154	114,657	43,738	46,416
2028	236,336	85,454	114,657	41,458	43,997
2029	236,336	80,999	114,657	39,296	41,703
2030	236,336	76,777	114,657	37,248	39,529
2031	236,336	72,774	114,657	35,306	37,468
2032	236,336	68,980	114,657	33,465	35,515
2033	236,336	65,384	114,657	31,721	33,663
2034	236,336	61,975	114,657	30,067	31,908
2035	236,336	58,744	114,657	28,500	30,245
2036	236,336	55,682	114,657	27,014	28,668
2037	236,336	52,779	114,657	25,605	27,174
2038	236,336	50,028	114,657	24,271	25,757
2039	236,336	47,419	114,657	23,005	24,414
2040	236,336	44,947	114,657	21,806	23,141
2041	236,336	42,604	114,657	20,669	21,935
2042	236,336	40,383	114,657	19,592	20,791
2043	236,336	38,278	114,657	18,570	19,707
2044	236,336	36,282	114,657	17,602	18,680
2045	236,336	34,391	107,259	15,608	18,783
Total	7,108,620	2,505,079	4,408,532	1,998,647	506,432

제2절 민감도 분석

본 연구에서는 편익을 추정하고 경제성을 산정하는 과정에서 실질 사회적 할인율을 5.5%로 가정하여 사용하였다. 할인율은 미래의 비용과 편익을 현재가치로 환산하는데 사용하는 이자율로써, 할인율의 변화는 본 과업의 경제성 타당성을 변화시킬 수 있기 때문에 할인율 변화에 따른 민감도 분석을 수행할 필요가 있다. 더불어 비용 추정 및 편익 추정 상의 불확실성을 감안하여 비용의 증감 및 편익의 증감에 따른 민감도 분석도 수행하였다.

할인율 변화의 경우 5.5%를 기준으로 $\pm 1\%$ 상하 2개씩 적용하여 총 5개에 대하여 할인율 변화에 따른 민감도 분석을 실시하였으며, 비용 및 편익에 대해서는 제시된 금액을 기준으로 $\pm 10\%$ 상하 2개씩 적용하여 민감도 분석을 수행하였다.

한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업에 대해 할인율 변화에 따른 편익-비용 비율의 민감도를 분석한 결과는 <표 VI-11>에 제시되어 있으며, <표 VI-12>와 <표 VI-13>은 각각 편익 변화와 비용 변화에 따른 편익-비용 비율의 민감도를 분석한 결과를 정리하고 있다. 민감도 분석 결과를 살펴보면, 애초에 경제성이 확보되지 않은 것으로 분석되었던 요구안과 대안의 시나리오 1-C를 제외하면, 요구안과 대안의 모든 시나리오에서 할인율, 편익, 또는 비용을 현실적인 범위 내에서 변화시켜도 경제성이 결여되는 경우는 발생하지 않음을 알 수 있다.

〈표 VI-11〉 할인율 변화에 따른 민감도 분석

할인율	요구안				대안			
	1-A	1-B	1-C	2	1-A	1-B	1-C	2
3.5%	1.40	1.56	1.06	1.38	1.40	1.56	1.06	1.38
4.5%	1.34	1.50	1.00	1.31	1.34	1.51	1.00	1.32
5.5%	1.27	1.45	0.94	1.25	1.28	1.45	0.95	1.25
6.5%	1.21	1.39	0.88	1.18	1.22	1.40	0.89	1.19
7.5%	1.16	1.34	0.83	1.12	1.16	1.35	0.84	1.13

〈표 VI-12〉 편익 변화에 따른 민감도 분석

편익	요구안				대안			
	1-A	1-B	1-C	2	1-A	1-B	1-C	2
+20%	1.53	1.74	1.13	1.50	1.53	1.74	1.13	1.50
+10%	1.40	1.59	1.03	1.37	1.41	1.60	1.04	1.38
0%	1.27	1.45	0.94	1.25	1.28	1.45	0.95	1.25
-10%	1.15	1.30	0.85	1.12	1.15	1.31	0.85	1.13
-20%	1.02	1.16	0.75	1.00	1.02	1.16	0.76	1.00

〈표 VI-13〉 비용 변화에 따른 민감도 분석

비용	요구안				대안			
	1-A	1-B	1-C	2	1-A	1-B	1-C	2
+20%	1.06	1.21	0.78	1.04	1.07	1.21	0.79	1.04
+10%	1.16	1.32	0.85	1.13	1.16	1.32	0.86	1.14
0%	1.27	1.45	0.94	1.25	1.28	1.45	0.95	1.25
-10%	1.42	1.61	1.04	1.39	1.42	1.61	1.05	1.39
-20%	1.59	1.81	1.17	1.56	1.60	1.82	1.18	1.57

참고문헌

- Chicago Climate Exchange 홈페이지, www.chicagoclimatex.com
- EIA, 「Annual Energy Outlook 2010」, 2010
- Markandya, A., 「Economics of Greenhouse Gas Limitations: The Indirect Costs and Benefits of Greenhouse Gas Limitations」, UNEP, 1998
- NETL, Assessment of Power Plants That Meet Proposed Greenhouse Gas Emission Performance Standards, DOE/NETL-401/110509, November 5, 2009
- Platts, ICR Coal Statistics Monthly, 2008, 2010
- EPRI, Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Design Considerations for High Availability Volume 1: Lessons from Existing Operations, 1012226, Technical Update, March 2007
- Point Carbon 홈페이지, www.pointcarbon.com
- 김수덕, 손양훈, 「도매전력시장의 가격결정과정정에 대한 실증분석 : 용량요금 및 정산단가를 중심으로」, 에너지경제연구, 제7권 제2호, pp. 27-52, 2008. 12.
- 에너지관리공단, 신재생에너지센터 홈페이지 www.energy.or.kr
- 전력거래소, 「제2단계 배출권 모의거래 자문분석 및 해외 시장조사에 관한 연구」, 2010. 1.
- 지식경제부, 「제4차 전력수급기본계획(‘08~’22)」, 2008.12
- 지식경제부, 「간년도 전력수급기본계획(2009~2014년)」, 2009. 12
- 지식경제부, 「제1차 국가에너지기본계획 2008~2030」, 2008
- 지식경제부, 「한국형 300MW급 IGCC 실증플랜트 기술개발사업 2단계 사업 기획보고서」, 2010. 5.
- 한국개발연구원(KDI), 「새만금 풍력산업 클러스터 조성사업 예비타당성 조사」, 2009. 8
- 한국개발연구원(KDI), 「수자원부문사업의 예비타당성조사 표준지침 수정·보완 연구(제4판)」, 2008
- 한국은행경제통계시스템(ECOS) 홈페이지, <http://ecos.bok.or.kr>

