최종보고서 평가용

2004-N-PS04-P-01

신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용방안 연구

(최종보고서)

2006년 5월 31일

연구수행기관

아주대학교

산 업 자 원 부

최 종 보 고 서

신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용 방안 연구에 관한 최종 보고서를 별첨과 같이 제출합니다.

첨 부 : 1. 최종(완료)보고서 1부(별책 100부 별도)
2. 자체평가의견서 1부
3. 기술개발성과 활용계획서 1부

2006년 5월 31일

사업주관기관 아주대학교 인 감

사업수행책임자 김 수 덕 (인)

참여기업대표 (인)

에너지관리공단 이 사 장(대체에너지개발보급센터 소장)

산업자원부장관 귀하

본 보고서를 "신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용 방안 연구"과제의 최종보고서로 제출합니다.

2006년 5월 31일

주관 연구기관명 : 아주대학교 대학원 에너지학과

수행책임자 : 교수 최기련(1차년도) 부교수 김수덕(2차년도)

연구참여교수 : 교수 문춘걸 교수 서주석
교수 김영산 교수 김형택

연구참여자 : 연구원 이서영 연구원 하정우 연구원 김주희
연구원 김환용 연구원 김유진 연구원 서소현
연구원 안일환 연구원 장하나
연구원 안재균 연구원 오현영
연구원 민은주 연구원 김용수
연구원 이수창 연구원 허려화

국내외자문참여 : 신현준 (한국건설기술연구원)
손양훈 (LBNL, 인천대)
경남호, 강용혁, 김현구, 김은일 (에너지기술연구원)
이명균 (계명대)
Christensen, John, Fenhann, J., Kamel, K. (UNEP)
Jung, Y.H.(APERC)
Nathavong, K. (National Univ. of Rao)
Tsurumi, H. (Rutgers, the Sate Univ. of NJ)

에너지 · 자원기술개발사업 최종보고서 초록

☐ 대체에너지 ☐ 청정에너지 ☐ 자원기술 ☐ 에너지절약

연구관리번호		과제구분	(프로젝트형, 중 · 대형, 중점, 세부, 일반과제)
과제명	국 문	신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용 방안 연구	
	영 문		

사업주관기관	아주대학교	수행책임자	소속	에너지학과	전화번호	031-219-2689
			성명	김수덕	fax	031-219-2969
					e-mail	suduk@ajou.ac.kr
참 여 기 업		위탁기관				
사 업 기 간	2004년 6월 1일 ~ 2006년 5월 31일(2개년)					

사업비	구 분	1차년(년)	2차년( )	3차년( )	4차년( )	5차년( )	계
	정부출연	200,000천원	200,000천원	천원	천원	천원	400,000천원
	민간부담	천원	천원	천원	천원	천원	천원
	현금	천원	천원	천원	천원	천원	천원
	현물	천원	천원	천원	천원	천원	천원
	계	200,000천원	200,000천원	천원	천원	천원	400,000천원

보고서 내용의 KEY WORDS (한글/영문)	한글	경제성, 신재생에너지, 풍력, 태양광, 태양열
	영어	Economic Feasibility, New and Renewable Energy, Wind Energy, Photovoltaic, Solar Heat

연구결과요약 분석 (연구결과 중심으로 개조식 700자이내)	신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용 방안 연구를 통해 확보된 연구결과는 다음과 같다. 1. 1차년도 개발된 software 2. 1차년도 개발된 software – 외기조건 등의 확률분포를 감안한 경제성평가 프로그램 개발 3. 3개 도서지역 Off-Grid 신재생 Hybrid 시스템 도입의 경제성분석 결과 4. 신재생에너지보급의 산업부문별 파급효과 (기술개발 유무의 경우 구분) 5. 기타 관련 전문가의 자문보고서

요 약 문

Ⅰ. 제 목 : 신·재생에너지시스템 경제성분석 프로그램 개발 및 적용 방안 연구

Ⅱ. 기술개발목적 및 중요성

- 신재생에너지원별 시스템 경제성평가 모델개발의 필요성
- 향후 RPS(Renewable Portfolio Standards), REDI(Renewable Energy Deployment Incentive) 등 국가 신재생에너지보급 인센티브 사업에 활용

Ⅲ. 기술개발내용 및 범위

※ 연차별 기술내용 포함

- 기술개발의 목적 및 중요성에 나타난 내용을 충족하기 위해서는 개별 시스템의 경제성 분석 프로그램 개발에 그쳐서는 곤란함을 지적하고, 1차년도 원별 경제성분석 프로그램개발에 추가하여 도서지역 Hybrid 시스템보급, 산업부문별 효과분석을 위한 작업시도
- 2차년도에는 기 수행된 1차년도 프로그램개발 내용이 갖는 한계를 극복하고 외기조건이 갖는 확률적 분포특성을 반영한 형태의 분석이 가능하도록 가능한 자료수집 및 프로그램의 수정을 시도. 도서지역의 분석 경우도 3개 도서의 hybrid 시스템보급의 경우에 대한 연구결과를 수록하고, 기술연구회의 도움을 받아 산업부문별 분석의 결과도 함께 첨부함.

Ⅳ. 기술개발결과 및 활용에 대한 건의

※ 특허출원현황도 포함

- 생략

Ⅴ. 기대효과

- 신재생에너지원별 시스템 경제성평가 모델개발결과를 국가 신재생에너지보급 사업에 활용

<목 차>

I. 연구의 배경 및 목적 ····· 1
1. 연구의 배경과 목적 ····· 1
2. 연구의 구성 및 내용 ····· 2
3. 신·재생에너지보급의 장단점과 장기적 측면의 이해 ····· 4

II. 신 · 재생에너지 경제성 분석 프로그램 개요 ····· 7
1. 에너지 부문 경제성 분석 프로그램 분류 ····· 7
2. 신 · 재생에너지 경제성평가 관련 프로그램 개관 ····· 8
2.1. RETScreen ····· 9
2.2. HOMER ····· 16
2.3. NEMS (National Energy Modelling System) ····· 22
2.4. 각 도구별 비교 평가 ····· 24
2.5. 종합비교 ····· 25

III. 본 연구의 신 · 재생에너지 경제성 평가방법 ····· 27
1. 기존 평가 프로그램과의 차별성 ····· 27
2. 신 · 재생에너지 원별 경제성 평가방법의 개요 ····· 31
2.1. 에너지 생산량 산출 함수(풍력, 태양광, 기타) ····· 31
2.2. 신 · 재생에너지 재무분석 함수 ····· 31
2.3. 경제성분석을 위한 초기조건 ····· 32
3. 풍력 시스템의 경제성 분석 방법 Manual ····· 34
3.1. 풍력 시스템의 경제성 분석의 개요 ····· 34
3.2. 사례검토를 통한 풍력 프로젝트의 경제성 분석 ····· 57
4. 태양광 시스템의 경제성 분석 방법 Manual ····· 72
4.1. 태양광 시스템 주요 인자 및 계산식 ····· 72
4.2. 태양광 시스템 모형 ····· 85
4.3. 태양광 시스템 모형의 유용성 검토 ····· 98
4.4. 사례검토를 통한 태양광 프로젝트의 경제성 분석 ····· 101
5. 태양열 관련 신 · 재생에너지의 경제성 분석 방법 Manual ····· 117
5.1. 태양열 시스템의 개요 ····· 117
5.2. 사례검토를 통한 태양열 프로젝트의 경제성 분석 ····· 153

6. 소수력 관련 신·재생에너지의 경제성 분석 방법 ····· 160
6.1. 소수력 시스템 주요 인자 및 계산식 ····· 160
6.2. 소수력 시스템 모형 Manual ····· 164
6.3. 사례검토를 통한 소수력 시스템의 경제성분석 ····· 175
7. 지열 관련 신·재생에너지의 경제성 분석 방법 ····· 180

IV. 도서지역(Off-Grid) 신·재생에너지 시스템의 경제성 분석 ····· 184
1. 도서지역 전력수급계획 수립방안 ····· 184
1.1. 도서지역 전력수급계획 수립 환경 ····· 184
1.2. 도서지역 수급계획 방향 ····· 185
1.3. 도서지역 전력수급계획 이행방안 ····· 187
2. 도서지역 전력사업을 위한 기금활용 및 제도개선방안 ····· 190
2.1. 기금의 법적 근거 ····· 190
2.2. 지원실적 ····· 191
2.3. 기금소요 전망 ····· 192
2.4. 기금 활용방안 ····· 192
2.5. 도서지역 적용 가능 시스템 구성과 특징 ····· 193
2.6. 국외 현황 ····· 197
3. 도서지역 Hybrid system의 경제성 분석방법 및 후보 도서지역 선정 ····· 202
4. Homer를 이용한 추자도 지역 Hybrid power system의 경제성 분석 실제 사례 ····· 204
4.1. 현재 상황 ····· 204
4.2. 입력 화면 ····· 206
4.3. Simulation 결과 ····· 219
5. Homer를 이용한 거문도 지역 Hybrid power system의 경제성 분석 실제 사례 ····· 225
5.1. 현재 상황 ····· 225
5.2. 입력 화면 ····· 227
5.3. Simulation 결과 ····· 230
6. Homer를 이용한 영산도 지역 Hybrid power system의 경제성 분석 실제 사례 ····· 234
6.1. 현재 상황 ····· 234
6.2. 입력 화면 ····· 236
6.3. Simulation 결과 ····· 238
7. 경제성분석 결과 ····· 239

V. 신・재생에너지 보급의 거시경제적 효과분석 ····· 241
1. 한국의 신・재생에너지 보급 현황 및 전망과 발전차액 지원제도 ····· 241
1.1. 한국의 신・재생에너지의 보급현황 ····· 241
1.2. 발전차액지원제도 ····· 244
2. 독일식 FITs에 준하는 경우의 분석방법 ····· 252
3. 소매시장 전력가격의 산정 ····· 253
3.1. 분석에 필요한 표식정리 ····· 253
3.2. 분석의 흐름 ····· 254
4. FITs 제도 도입이 부문별경제에 미치는 효과분석방법 ····· 256
4.1. 분석의 범위 ····· 256
4.2. 투입산출표의 기본구조 ····· 257
4.3. 분석 시나리오의 설정 ····· 260
5. 기술발달과 기준가격의 관계를 고려한 신재생에너지 보급의 거시경제적 효과분석 ····· 261
5.1. 발전차액보전을 위해 필요한 재정규모의 비교(년도별, 원별, 기술개발여부별) ····· 264
5.2. 용도별 전력의 가격 변동폭의 변화와 발전에 동원되는 신재생에너지원의 규모 ····· 267
5.3. 최종 산업부문별 거시경제적 효과 비교 ····· 267

VI. 본 연구의 한계와 향후 연구 추진방향 ····· 268

VII. 참고문헌 ····· 270

부록 1. 국내 신・재생에너지 현황 및 전망 ····· 276
1. 신・재생에너지 현황 ····· 276
2. 국내 신・재생에너지 공급전망 분석 ····· 278
3. 국내 신・재생에너지원별 기술수준 분석 ····· 279

부록 2. 신재생경제성분석 프로그램 ····· 280
1. Vipor(The Village Power Optimization model for renewables) ····· 280
2. Hybrid2 ····· 288
3. LEAP(Long-range Energy Alternative Planning system) ····· 290
4. NEMS 형식의 모형 ····· 298

부록 3. 기술개발, 기술진보로 인한 기준가격의 하락효과가 전무한 경우 - 결과표 ····· 303
1. 부문별 신재생발전목표 시나리오 ····· 303
2. 부문별 가격변화율 ····· 311
3. 부문별 총산출변화율 ····· 313
4. 부문별 총수요변화율 ····· 314
5. 부문별 GDP변화율 ····· 316

부록 4. 기술개발, 기술진보로 인한 기준가격의 하락효과를 고려한 경우 - 결과표 ·· 318
1. 부문별 신재생발전목표 시나리오 ····· 318
2. 부문별 가격변화율 ····· 326
3. 부문별 총산출변화율 ····· 328
4. 부문별 총수요변화율 ····· 329
5. 부문별 GDP변화율 ····· 331

부록 5. 신 · 재생에너지 경제성분석 관련 연구 실적물 ····· 333

부록 6. 자문보고서(1) - 풍력에너지의 국내외 보급현황 ····· 334
1. 풍력사업의 현황 ····· 335
1.1. 풍력발전 기술 동향 ····· 335
1.2. 외국의 풍력발전보급현황 ····· 339
1.3. 국내 풍력발전 보급현황 ····· 344

부록 7. 자문보고서(2) - 지열원 열펌프 시스템 ····· 347
1. 지열원 열펌프시스템의 개요 ····· 348
1.1. 개요 및 특징 ····· 348
1.2. 지열원 열펌프시스템의 원리 및 종류 ····· 351
1.3. 국내외 보급현황 ····· 354
1.4. 정부의 신재생에너지 보급 정책동향 ····· 358
1.5. 시장규모 전망(국내외) ····· 360
2. RETScreen에 의한 지열원열펌프시스템 분석 ····· 362
2.1. RETScreen 개요 및 특징 ····· 362
2.2. RETScreen의 활용 ····· 367
2.3. Heating and Cooling Load Calculation ····· 386

2.4. Cost Analysis ····· 401
2.5. GHG 분석 ····· 404
2.6. Financial Summary 프로그램 ····· 406
3. 예제 ····· 409

부록 8. 자문보고서(3) - 풍력 연간에너지생산량 산출 ····· 410
1. 풍력밀도의 정의 ····· 411
2. 풍속의 발생빈도 ····· 412
3. 풍속의 연직구조 ····· 414
4. 풍속의 외삽계산 ····· 415
5. 풍속의 장기상관 ····· 417
6. 연간에너지생산량의 계산 ····· 418
7. 풍력자원 평가의 불확도 ····· 422

부록 9. 자문보고서(4)- 태양에너지 ····· 424
1. 검토 의견 ····· 425
2. [첨부 1] 태양에너지 자원 현황 ····· 426
2.1. 태양에너지 자원 개요 ····· 426
2.2. 국내 태양에너지 자원량 ····· 427
2.3. 국내 태양에너지자원 분포도 ····· 428
2.4. 국내·외의 연평균 1일 수평면 전일사량의 비교 ····· 429
3. [첨부 2] 태양열에너지 현황 및 전망 ····· 430
3.1. 태양열에너지 개요 ····· 430
3.2. 국내 기술개발 및 보급 현황 ····· 431
3.3. 외국 기술개발 및 보급 동향 ····· 433
4. [첨부 3] 태양열 집열기 ····· 436
4.1. 평판형 태양열 집열기 ····· 436
4.2. 규격 및 분류 ····· 437
5. [첨부 4] 태양열온수기 규격 및 분류 ····· 438
5.1. 규격 ····· 438
5.2. 온수기 호칭 ····· 439
5.3. 태양열 난방 시스템 ····· 441

부록 10. 자문보고서(5) - 기준가격산정 및 적용방안 ····· 446
1. 원별 개발여건 ····· 448
2. 국외 가격체계 ····· 448
3. 검토대안 ····· 448
4. 요금구조 ····· 449
5. 요금적용대안 ····· 449
5.1. 원별 적용대안 ····· 450
5.2. 요금방식 ····· 450
5.3. 요금 적용기간 ····· 452
5.4. 원별 적용대상 ····· 452
5.5. 원별 적용대안 ····· 454

<표 차례>

<표 Ⅱ-1> 경제성평가 프로그램의 분류 ····· 7
<표 Ⅱ-2> 신・재생에너지 경제성 분석 프로그램 ····· 9
<표 Ⅱ-3> LEAP과 NEMS의 비교 ····· 25
<표 Ⅱ-4> 분석방법에 따른 장단점 비교 ····· 26
<표 Ⅲ-1> 관측 지점별 shape factor 및 평균풍속 회귀분석 결과 ····· 39
<표 Ⅲ-2> 지상 기상 관측지점 일람표(List of the surface synoptic stations) ····· 40
<표 Ⅲ-3> 지점별 Shear Exponent ····· 43
<표 Ⅲ-4> 풍력발전 경제성분석 입력요소 ····· 53
<표 Ⅲ-5> 프로그램 default 값(1) ····· 53
<표 Ⅲ-6> 프로그램 default 값(2) ····· 53
<표 Ⅲ-7> 대관령 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data ····· 57
<표 Ⅲ-8> 대관령 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과 ····· 62
<표 Ⅲ-9> 영덕 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data ····· 62
<표 Ⅲ-10> 영덕 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과 ····· 65
<표 Ⅲ-11> 제주 행원 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data ····· 65
<표 Ⅲ-12> 제주 행원 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과 ····· 66
<표 Ⅲ-13> 제주 한경 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data ····· 67
<표 Ⅲ-14> 제주 한경 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과 ····· 69
<표 Ⅲ-15> 진도 가사도의 발전량의 계산을 위한 Data ····· 69
<표 Ⅲ-16> 진도 가사도의 발전량분석 및 재무분석 결과 ····· 71
<표 Ⅲ-17> 통산일 및 일적위 계산 ····· 73
<표 Ⅲ-18> 표준 기술에서 PV모듈의 특성 ····· 80
<표 Ⅲ-19> 연평균 경사면 일사량 비교 ····· 99
<표 Ⅲ-20> 관측 자료와 계산 값의 T검정 결과 ····· 100
<표 Ⅲ-21> 태양광발전시스템 구성현황 ····· 102
<표 Ⅲ-22> 주요 입력자료 ····· 102
<표 Ⅲ-23> 광주광역시 2002년 수평면 일사량 및 평균기온 ····· 102
<표 Ⅲ-24> 경제성 평가 주요전제 ····· 104
<표 Ⅲ-25> 조선대 기숙사의 발전량 분석결과 ····· 106
<표 Ⅲ-26> 조선대 기숙사의 전력판매가격 변화에 따른 민감도 분석 ····· 107

<표 Ⅲ-27> 조선대 기숙사의 투자비 변화에 따른 민감도 분석 ····· 107
<표 Ⅲ-28> 수원지역 2004년 수평면 일사량 및 평균기온 ····· 109
<표 Ⅲ-29> 이우학교 경제성 평가 주요전제 ····· 110
<표 Ⅲ-30> 이우학교의 발전량 분석 결과 ····· 112
<표 Ⅲ-31> 이우학교의 전력판매가격 변화에 따른 민감도 분석 ····· 113
<표 Ⅲ-32> 이우학교의 투자비 변화에 따른 민감도 분석 ····· 113
<표 Ⅲ-33> 서울과 대전지역의 발전량의 계산을 위한 Data ····· 114
<표 Ⅲ-34> 월별 평균일에 따른 통산일 및 일적위 값 ····· 121
<표 Ⅲ-35> 태양열(예제)의 주요 결과 ····· 157
<표 Ⅲ-36> 용담(2) 소수력발전소 설비현황과 프로그램 입력자료 ····· 175
<표 Ⅲ-37> 설비현황과 프로그램 계산결과 비교 ····· 177
<표 Ⅲ-38> 민감도 분석(전력가격변화와 내부수익율) ····· 178
<표 Ⅲ-39> 횡성 소수력발전소 설비현황과 프로그램 입력자료 ····· 178
<표 Ⅲ-40> 설비현황과 프로그램 계산결과 비교 ····· 180
<표 Ⅲ-41> 민감도 분석(전력가격변화와 내부수익율) ····· 180
<표 Ⅳ-1> 도서지역 전력사업계획수립의 법적 근거 ····· 185
<표 Ⅳ-2> 도서지역의 전력계획의 수립절차 ····· 186
<표 Ⅳ-3> 도서전력 수급계획 단계별 수행일정 ····· 186
<표 Ⅳ-4> 발전설비계획 검토대안 ····· 188
<표 Ⅳ-5> 도서별 전력수요 특이사항 ····· 188
<표 Ⅳ-6> 도서별 발전설비 신설계획 ····· 188
<표 Ⅳ-7> 신규 발전설비 투입설비 ····· 189
<표 Ⅳ-8> 덕적도의 전력수급전망 ····· 189
<표 Ⅳ-9> 위도의 전력수급전망 ····· 189
<표 Ⅳ-10> 위도의 부하량 ····· 190
<표 Ⅳ-11> 도서벽지전력공급사업 세부사업별 지원실적 ····· 191
<표 Ⅳ-12> 도서벽지전력공급사업 세부사업별 지원실적 ····· 192
<표 Ⅳ-13> 도서별 전원구성 현황 ····· 193
<표 Ⅳ-14> 주요 국가의 도서지역 신·재생에너지 보급현황 ····· 201
<표 Ⅳ-15> 해상풍력발전 시범단지 후보지 ····· 203
<표 Ⅳ-16> 추자도 월별 평균 풍속 ····· 215
<표 Ⅳ-17> 월별 평균 일사량 ····· 217
<표 Ⅳ-18> 디젤발전시스템과 복합 전력 시스템의 비교 ····· 221
<표 Ⅳ-19> 풍속에 의한 민감도 분석 ····· 223

<표 Ⅳ-20> 디젤 가격에 의한 민감도 분석 ····· 224
<표 Ⅳ-21> 거문도 월별 평균 풍속 ····· 229
<표 Ⅳ-22> 거문도 월별 평균 일사량 ····· 229
<표 Ⅳ-23> 디젤발전시스템과 복합 전력 시스템의 비교 ····· 231
<표 Ⅳ-24> 풍속에 의한 민감도 분석 ····· 232
<표 Ⅳ-25> 디젤 가격에 의한 민감도 분석 ····· 233
<표 Ⅳ-26> 영산도 월별 평균 풍속 ····· 237
<표 Ⅳ-27> 영산도 월별 평균 일사량 ····· 237
<표 Ⅳ-28> 최적 시스템 결과 ····· 239
<표 Ⅴ-1> 에너지원별 공급량 및 비중 (2003) ····· 241
<표 Ⅴ-2> 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율 ····· 242
<표 Ⅴ-3> 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율 ····· 243
<표 Ⅴ-4> 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율 ····· 243
<표 Ⅴ-5> 공급목표달성을 위한 연차별 소요예산 ····· 249
<표 Ⅴ-6> 전력산업기반조성기금 투자계획 ····· 250
<표 Ⅴ-7> 적용대상 전원별 기준가격 ····· 252
<표 Ⅴ-8> 분석에 필요한 기본표식 ····· 253
<표 Ⅴ-9> k개의 신·재생에너지원을 고려한 경우 ····· 254
<표 Ⅴ-10> 용도별 평균전력가격 및 가격탄력성 (2003년기준) ····· 256
<표 Ⅴ-11> 투입산출표의 기본구조 ····· 257
<표 Ⅴ-12> 분석의 기본시나리오 ····· 260
<표 Ⅴ-13> 기술연구회 자료를 근거로 산정한 각 신재생에너지원별 기준가격 ····· 263
<표 Ⅴ-14> 기술개발이 없는 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모(년도별) ····· 265
<표 Ⅴ-15> 기술개발이 없는 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별 누계) ····· 265
<표 Ⅴ-16> 기술개발을 감안한 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모(년도별) ····· 266
<표 Ⅴ-17> 기술개발을 감안한 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별 누계) ····· 267
<부표 1> 연도별 신・재생에너지 공급비중과 증가율 ····· 276
<부표 2> 신・재생에너지보급 지원 실적 ····· 277
<부표 3> 2002년도 신・재생에너지 기술개발지원금실적 대비 공급실적 ····· 277
<부표 4> 연도별 신・재생에너지 공급전망과 증가율 ····· 278
<부표 5> 신・재생에너지 원별 기술수준 요약 ····· 279
<부표 6> 2005년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 303
<부표 7> 2006년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 303
<부표 8> 2007년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 303

<부표 9> 2008년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 304
<부표 10> 2009년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 304
<부표 11> 2010년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 304
<부표 12> 2011년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 304
<부표 13> 2015년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 305
<부표 14> 2020년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 305
<부표 15> 2005년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 305
<부표 16> 2006년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 305
<부표 17> 2007년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 306
<부표 18> 2008년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 306
<부표 19> 2009년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 306
<부표 20> 2010년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 306
<부표 21> 2011년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 307
<부표 22> 2015년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 307
<부표 23> 2020년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 307
<부표 24> 2005년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 307
<부표 25> 2006년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 308
<부표 26> 2007년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 308
<부표 27> 2008년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 308
<부표 28> 2009년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 308
<부표 29> 2010년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 309
<부표 30> 2011년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 309
<부표 31> 2015년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 309
<부표 32> 2020년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 309
<부표 33> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 310
<부표 34> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 310
<부표 35> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 311
<부표 36> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율 ····· 311
<부표 37> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율 ····· 312
<부표 38> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율 ····· 312
<부표 39> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율 ····· 313
<부표 40> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율 ····· 313
<부표 41> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율 ····· 314
<부표 42> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율 ····· 314

<부표 43> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율 ····· 315
<부표 44> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율 ····· 315
<부표 45> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율 ····· 316
<부표 46> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율 ····· 316
<부표 47> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율 ····· 317
<부표 48> 2005년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 318
<부표 49> 2006년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 318
<부표 50> 2007년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 318
<부표 51> 2008년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 319
<부표 52> 2009년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 319
<부표 53> 2010년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 319
<부표 54> 2011년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 319
<부표 55> 2015년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 320
<부표 56> 2020년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 320
<부표 57> 2005년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 320
<부표 58> 2006년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 320
<부표 59> 2007년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 321
<부표 60> 2008년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 321
<부표 61> 2009년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 321
<부표 62> 2010년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 321
<부표 63> 2011년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 322
<부표 64> 2015년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 322
<부표 65> 2020년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 322
<부표 66> 2005년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 322
<부표 67> 2006년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 323
<부표 68> 2007년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 323
<부표 69> 2008년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 323
<부표 70> 2009년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 323
<부표 71> 2010년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 324
<부표 72> 2011년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 324
<부표 73> 2015년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 324
<부표 74> 2020년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 324
<부표 75> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 325
<부표 76> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 325

<부표 77> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오 ····· 326
<부표 78> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율 ····· 326
<부표 79> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율 ····· 327
<부표 80> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율 ····· 327
<부표 81> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율 ····· 328
<부표 82> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율 ····· 328
<부표 83> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율 ····· 329
<부표 84> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율 ····· 329
<부표 85> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율 ····· 330
<부표 86> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율 ····· 330
<부표 87> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율 ····· 331
<부표 88> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율 ····· 331
<부표 89> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율 ····· 332
<부표 90> 상용화 운용중인 MW급 풍력발전기 ····· 336
<부표 91> 현재 운전중인 해상풍력 발전 단지 ····· 337
<부표 92> 초대형 풍력발전기 개발 현황 ····· 337
<부표 93> 풍력발전기의 규모(2005년도) ····· 338
<부표 94> 풍력분야의 연구개발 투자, 성과 및 사업화 현황 ····· 339
<부표 95> 풍력발전 성장규모 추이 ····· 340
<부표 96> 대륙별 풍력발전기 보급현황 ····· 341
<부표 97> 풍력발전기 설치 댓수 ····· 342
<부표 98> 주요 10개국의 년간 풍력발전 설치용량(2005) ····· 343
<부표 99> 주요 10개국의 풍력발전 설치용량 ····· 343
<부표 100> 풍력발전 규모별 설치·가동 현황 ····· 344
<부표 101> 국내 풍력발전기 보급 현황 ····· 345
<부표 102> 풍력발전 단계별 계획 ····· 346
<부표 103> 국내에 설치·운전 중인 지열원 열펌프 시스템 현황 ····· 355
<부표 104> 각 국의 지열원 열펌프 보급 현황 (2000년 기준) ····· 357
<부표 105> 지열원열펌프시스템 기술개발목표 ····· 359
<부표 106> 입력/출력 셀의 내용 ····· 364
<부표 107> RETScreen에 사용되는 단위, 심볼과 접두어 ····· 365
<부표 108> GSHP 모델에서 정의된 토양의 종류 ····· 372
<부표 109> Fuel Heating Content ····· 374
<부표 110> 난방시스템의 일반적인 효율 ····· 375

<부표 111> 에어 컨디셔닝 시스템의 연중 COP ····· 375
<부표 112> 구멍과 트렌치 사이의 간격 ····· 377
<부표 113> 히트펌프의 COP 및 표준 실험 조건 ····· 380
<부표 114> 냉. 난방설비 장치의 용량계산을 위한 설계 외기온도 ····· 389
<부표 115> Ambient Air Latent to Sensible Heat Ratio at Design ····· 390
<부표 116> 창호 수준 ····· 394
<부표 117> 단열 수준 ····· 395
<부표 118> Internal Heat Gain Levels ····· 396
<부표 119> 풍력터빈 외부설계조건 지침에서의 풍속분포지수 ····· 417
<부표 120> 엑셀에 의한 연간에너지생산량 계산 예 ····· 421
<부표 121> 국내 태양에너지 자원량 (단위 : 천toe/년) ····· 427
<부표 122> 우리나라 주요지역의 월별 1일 평균 수평면 전일사량(1982~2004) ····· 427
<부표 123> 국내외 연평균 1일 수평면 전일사량의 비교 ····· 429
<부표 124> 태양에너지 장단점 ····· 430
<부표 125> 태양열의 종류 ····· 431
<부표 126> 국내보급현황 ····· 432
<부표 127> 주요 선진국의 태양열 집열기 연간 생산현황 ····· 435
<부표 128> 태양열 발전단가 전망 ····· 435
<부표 129> 집열기의 규격 (액체식) ····· 437
<부표 130> 집열기의 분류 ····· 438
<부표 131> 온수기의 호칭 및 규격 ····· 438
<부표 132> 가정용 태양열 온수기 호칭 ····· 439

<그림 차례>

[그림 Ⅰ-1] 부정적 외부효과 ····· 5
[그림 Ⅰ-2] 전통에너지와 신·재생에너지의 비용구조 변화 ····· 5
[그림 Ⅱ-1] RETScreen 흐름도 ····· 10
[그림 Ⅱ-2] 입력화면 예시 ····· 11
[그림 Ⅱ-3] 세부자료 입력 화면 ····· 12
[그림 Ⅱ-4] 세부 특성자료 입력 화면 ····· 12
[그림 Ⅱ-5] 온실가스 관련 자료 입력 화면 ····· 14
[그림 Ⅱ-6] 비용 자료 입력 ····· 15
[그림 Ⅱ-7] 최종 결과 화면 ····· 16
[그림 Ⅱ-8] Homer 초기화면 ····· 17
[그림 Ⅱ-9] 입력화면 ····· 18
[그림 Ⅱ-10] 1차부하 입력화면 ····· 18
[그림 Ⅱ-11] 발전기 입력 화면 ····· 18
[그림 Ⅱ-12] Wind turbine 입력 화면 ····· 19
[그림 Ⅱ-13] 입력 요소 현황 화면 ····· 20
[그림 Ⅱ-14] Simulation 결과 ····· 20
[그림 Ⅱ-15] Simulation 세부 결과 일부 ····· 21
[그림 Ⅱ-16] Simulation 세부결과 요약 형태 ····· 21
[그림 Ⅱ-17] National Energy Modeling System ····· 22
[그림 Ⅱ-18] 신・재생에너지 경제성 분석 도구 비교 ····· 24
[그림 Ⅲ-1] 에너지 생산량 계산흐름 ····· 31
[그림 Ⅲ-2] 재무분석 Flowchart ····· 31
[그림 Ⅲ-3] 풍력 시스템 발전량 산출 입력화면 ····· 35
[그림 Ⅲ-4] 풍향별 발생빈도 및 Shear Exponent ····· 43
[그림 Ⅲ-5] 풍력 시스템 재무분석 입력화면 ····· 47
[그림 Ⅲ-6] 풍력발전 초기투자비 통계 곡선 ····· 48
[그림 Ⅲ-7] 온실가스 분석 ····· 52
[그림 Ⅲ-8] 풍력발전량 분석 결과 화면 ····· 54
[그림 Ⅲ-9] 풍력 재무분석 결과 화면 ····· 55
[그림 Ⅲ-10] 풍력 입력변수 sheet 화면 ····· 56

[그림 Ⅲ-11] 대관령 풍력단지의 발전량 산출 입력화면 ····· 58
[그림 Ⅲ-12] 대관령 풍력단지의 재무분석 입력화면(온실가스 배출거래 없을 때) ····· 59
[그림 Ⅲ-13] 대관령 풍력단지의 재무분석 입력화면(온실가스 배출거래 있을 때) ····· 60
[그림 Ⅲ-14] 대관령 풍력단지의 온실가스분석 입력화면 ····· 61
[그림 Ⅲ-15] 영덕 풍력단지의 발전량 산출 입력화면 ····· 63
[그림 Ⅲ-16] 영덕 풍력단지의 재무분석 입력화면 ····· 64
[그림 Ⅲ-17] 제주 행원 풍력단지의 발전량 산출 입력화면 ····· 66
[그림 Ⅲ-18] 제주 한경 풍력단지의 발전량 산출 입력화면 ····· 67
[그림 Ⅲ-19] 제주 한경 풍력단지의 터빈 출력특성(사용자 입력창) ····· 68
[그림 Ⅲ-20] 진도 가사도의 발전량 산출 입력화면 ····· 70
[그림 Ⅲ-21] 진도 가사도의 터빈 출력특성(사용자 입력창) ····· 70
[그림 Ⅲ-22] 태양광 시스템 경제성 분석 계산체계 ····· 72
[그림 Ⅲ-23] 태양광의 발전량 산출 입력화면(1) ····· 85
[그림 Ⅲ-24] 태양광의 발전량 산출 입력화면(2) ····· 87
[그림 Ⅲ-25] 독립형 태양광 시스템 부하입력화면 ····· 89
[그림 Ⅲ-26] 낙차 용어설명 ····· 90
[그림 Ⅲ-27] 태양광의 재무분석 입력화면 ····· 91
[그림 Ⅲ-28] 태양광의 온실가스 분석 입력화면 ····· 95
[그림 Ⅲ-29] 태양광의 발전량 분석화면 ····· 96
[그림 Ⅲ-30] 태양광의 재무분석화면 ····· 97
[그림 Ⅲ-31] 태양광의 입력변수 화면 ····· 97
[그림 Ⅲ-32] 월별 경사면 일사량 비교 ····· 100
[그림 Ⅲ-33] 조선대학교 기숙사 ····· 101
[그림 Ⅲ-34] 조선대기숙사의 수평면 일사량 및 평균기온 입력화면 ····· 103
[그림 Ⅲ-35] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 입력화면(1) ····· 103
[그림 Ⅲ-36] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 입력화면(2) ····· 104
[그림 Ⅲ-37] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 재무분석 입력화면 ····· 105
[그림 Ⅲ-38] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 온실가스 입력화면 ····· 106
[그림 Ⅲ-39] 이우학교 ····· 108
[그림 Ⅲ-40] 이우학교의 수평면 일사량 및 평균기온 입력화면 ····· 109
[그림 Ⅲ-41] 이우학교 태양광 시스템의 입력화면(1) ····· 109
[그림 Ⅲ-42] 이우학교 태양광 시스템의 입력화면(2) ····· 110
[그림 Ⅲ-43] 이우학교 태양광 시스템의 재무분석 입력화면 ····· 111
[그림 Ⅲ-44] 이우학교 태양광 시스템의 온실가스 입력화면 ····· 112

[그림 Ⅲ-45] 서울지역의 발전량 산출 입력화면(1) ····· 114
[그림 Ⅲ-46] 대전지역의 발전량 산출 입력화면(1) ····· 115
[그림 Ⅲ-47] 서울, 대전지역의 발전량 산출 입력화면(2) ····· 116
[그림 Ⅲ-48] 태양열 시스템 입력화면(1) ····· 138
[그림 Ⅲ-49] 태양열 시스템 입력화면(2) ····· 141
[그림 Ⅲ-50] 태양열의 재무분석 입력화면 ····· 145
[그림 Ⅲ-51] 온실가스 입력화면 ····· 148
[그림 Ⅲ-52] 태양열의 주요결과 sheet 화면 ····· 149
[그림 Ⅲ-53] 태양열의 현금흐름 분석 sheet ····· 150
[그림 Ⅲ-54] 태양열의 민감도 분석 sheet ····· 150
[그림 Ⅲ-55] 태양열의 입력변수 sheet ····· 151
[그림 Ⅲ-56] 태양열(예제) 시스템 발전량의 계산을 위한 입력화면(1) ····· 154
[그림 Ⅲ-57] 대상지역 외기조건의 사용자 입력화면 ····· 154
[그림 Ⅲ-58] 태양열(예제) 시스템 발전량의 계산을 위한 입력화면(2) ····· 155
[그림 Ⅲ-59] 태양열(예제) 시스템의 재무분석 화면 ····· 156
[그림 Ⅲ-60] 대전지역 태양열 시스템의 입력화면(1) ····· 157
[그림 Ⅲ-61] 대전지역의 외기조건의 사용자 입력화면 ····· 158
[그림 Ⅲ-62] 대전지역 태양열 시스템의 입력화면(2) ····· 159
[그림 Ⅲ-63] 소수력 발전 경제성 분석 체계 ····· 161
[그림 Ⅲ-64] 소수력 발전량 산출 입력화면 ····· 164
[그림 Ⅲ-65] 소수력 재무분석 입력화면 ····· 167
[그림 Ⅲ-66] 소수력 시스템의 온실가스 분석 입력화면 ····· 171
[그림 Ⅲ-67] 소수력 시스템 발전량분석 화면 sheet ····· 172
[그림 Ⅲ-68] 소수력 시스템 재무분석 화면 sheet ····· 173
[그림 Ⅲ-69] 소수력 시스템 입력 화면 sheet ····· 174
[그림 Ⅲ-70] 용담(2) 소수력의 발전량 계산을 위한 입력 Data ····· 175
[그림 Ⅲ-71] 용담(2)의 유량지속곡선 ····· 176
[그림 Ⅲ-72] 용담(2) 소수력의 재무분석화면 ····· 177
[그림 Ⅲ-73] 횡성 소수력의 발전량 계산을 위한 입력 Data ····· 179
[그림 Ⅲ-74] 횡성의 유량지속곡선 ····· 179
[그림 Ⅲ-75] 상용 냉・난방시스템의 효율 ····· 182
[그림 Ⅲ-76] 지열원 열펌프시스템과 기존 공조시스템의 지역별 연간 ····· 183
[그림 Ⅲ-77] 지열원 열펌프시스템과 일반 공조시스템의 이산화탄소 배출량 비교(미국) ····· 183
[그림 Ⅳ-1] 위도의 계절별 시간대별 부하(2000년) ····· 190

[그림 Ⅳ-2] 풍력 데이터베이스 시스템 ····· 202
[그림 Ⅳ-3] 남한해역 평균풍속 분포와 풍력에너지 밀도분포 ····· 203
[그림 Ⅳ-4] 유망후보지역 - 전남지도부근 ····· 204
[그림 Ⅳ-5] 추자도의 하추자도 ····· 205
[그림 Ⅳ-6] 시스템 구성 요소 입력 ····· 206
[그림 Ⅳ-7] 추자도 실측 부하패턴과 추정된 하추자도의 시간별 부하 비교 ····· 207
[그림 Ⅳ-8] 1차 부하 입력화면 ····· 208
[그림 Ⅳ-9] 시간별 부하분포 ····· 208
[그림 Ⅳ-10] 월별 부하분포 ····· 209
[그림 Ⅳ-11] Turbine : Generic 20kW 입력 ····· 210
[그림 Ⅳ-12] Turbine : AOC 15/50 (2) 입력 ····· 211
[그림 Ⅳ-13] 발전기 입력 ····· 212
[그림 Ⅳ-14] Converter 입력 ····· 213
[그림 Ⅳ-15] PV 어레이 입력 ····· 214
[그림 Ⅳ-16] 배터리 입력 ····· 215
[그림 Ⅳ-17] 월별 풍속 DATA 입력 ····· 216
[그림 Ⅳ-18] 시간별 풍속분포 ····· 216
[그림 Ⅳ-19] 월별 일사량 DATA 입력 ····· 217
[그림 Ⅳ-20] 시간별 일사량 분포 ····· 218
[그림 Ⅳ-21] 디젤 가격 입력 ····· 218
[그림 Ⅳ-22] Economic 입력 ····· 219
[그림 Ⅳ-23] Optimization Results ····· 220
[그림 Ⅳ-24] Simulation Results ····· 220
[그림 Ⅳ-25] 풍속이 LCOE에 주는 영향 ····· 223
[그림 Ⅳ-26] 풍속과 디젤가격에 대한 LCOE ····· 225
[그림 Ⅳ-27] 거문도의 고도 ····· 226
[그림 Ⅳ-28] 시스템 구성 요소 입력 ····· 227
[그림 Ⅳ-29] 거문도 실측 부하패턴과 추정된 고도의 시간별 부하 비교 ····· 228
[그림 Ⅳ-30] Economic 입력 ····· 230
[그림 Ⅳ-31] 변수들의 변화가 LCOE에 미치는 영향 ····· 233
[그림 Ⅳ-32] 영산도 ····· 235
[그림 Ⅳ-33] 영산도 실측 부하패턴과 추정된 영산도의 시간별 부하 비교 ····· 236
[그림 Ⅳ-34] Economic Inputs ····· 238
[그림 Ⅴ-1] FITs와 RPS의 운영구조 ····· 248

[부록그림 1] 초기 화면 ····· 280
[부록그림 2] 시뮬레이션 시작 화면 ····· 281
[부록그림 3] 입력화면 ····· 281
[부록그림 4] 세부입력 화면 ····· 282
[부록그림 5] 발전원 관련 자료 입력 ····· 282
[부록그림 6] 자연 자원 자료 입력 ····· 283
[부록그림 7] Node 관련 입력 화면 ····· 284
[부록그림 8] Dummy node ····· 284
[부록그림 9] 배전 관련 자료 입력 화면 ····· 284
[부록그림 10] 지도 형태 결정 ····· 285
[부록그림 11] 최적화 방법 선택 ····· 285
[부록그림 12] 출력 화면 ····· 285
[부록그림 13] 비용 관련 화면 ····· 286
[부록그림 14] 기타 자료화면 ····· 286
[부록그림 15] 부하량과 NPV(Net Present Value) ····· 287
[부록그림 16] 총비용 변화 ····· 287
[부록그림 17] Hybrid2 담당자와 서신 교환 내용 일부(1/2) ····· 289
[부록그림 18] Hybrid2 담당자와 서신교환 일부(2/2) ····· 289
[부록그림 19] 입력화면 ····· 291
[부록그림 20] 자료입력 화면 ····· 292
[부록그림 21] 시나리오 입력화면 ····· 293
[부록그림 22] 거시지표 입력화면 ····· 293
[부록그림 23] 자체 제공 자료화면 ····· 294
[부록그림 24] 출력화면 ····· 295
[부록그림 25] 세부 출력 화면 ····· 296
[부록그림 26] 세부출력 화면 예제 ····· 296
[부록그림 27] 에너지원별 수입량 ····· 297
[부록그림 28] GHG 저감 관련 출력 화면 ····· 297
[부록그림 29] LEAP 흐름도 ····· 298
[부록그림 30] National Energy Modeling System ····· 299
[부록그림 31] 신・재생에너지 모듈의 구조 ····· 300
[부록그림 32] 국내 상황을 반영한 모형의 구조 ····· 301
[부록그림 33] RPS 관련 모형의 구현 ····· 302
[부록그림 34] 풍력발전시스템의 대형화 추이 ····· 335

[부록그림 35] 풍력발전기 보급 추이 ····· 340
[부록그림 36] 풍력발전기 보급 현황 ····· 341
[부록그림 37] 제작사별 풍력발전기 보급실적 ····· 342
[부록그림 38] 국내 풍력발전 국내설치 및 예정현황 ····· 346
[부록그림 39] 상용 냉・난방시스템의 효율 ····· 349
[부록그림 40] 지열원 열펌프시스템과 기존 공조시스템의 지역별 연간 에너지비용 ····· 350
[부록그림 41] 지열원 열펌프시스템과 일반 공조시스템의 이산화탄소 배출량 비교(미국) ····· 351
[부록그림 42] 지열원 열펌프-냉방 사이클 ····· 352
[부록그림 43] 지열원 열펌프의 난방 사이클 ····· 353
[부록그림 44] GSHP의 종류 ····· 354
[부록그림 45] 신재생에너지 보급 및 지원체계 ····· 358
[부록그림 46] 지열원열펌프시스템 단계별 기술개발추진체계 ····· 359
[부록그림 47] 미국의 지열원열펌프 보급 추이 ····· 361
[부록그림 48] 일본의 보급추이 및 전망 ····· 361
[부록그림 49] 신재생에너지 성능평가 모듈 분석 과정 ····· 363
[부록그림 50] RETScreen의 메뉴박스와 아이콘 박스 ····· 364
[부록그림 51] RETScreen 디렉토리구조 ····· 366
[부록그림 52] RETScreen 초기화면 ····· 367
[부록그림 53] RETScreen Model Flow Chart ····· 368
[부록그림 54] RETScreen Online User Manual ····· 369
[부록그림 55] RETScreen Unit, Symbols & Prefixes ····· 369
[부록그림 56] RETScreen Cell Colour Coding ····· 370
[부록그림 57] RETScreen Cell Colour Coding ····· 371
[부록그림 58] 수평형 열교환기 구성 ····· 376
[부록그림 59] RETScreen 부하입력 화면 ····· 387
[부록그림 60] 냉난방 부하관계 ····· 393
[부록그림 61] RETScreen 기상자료 ····· 400
[부록그림 62] 제품 DB화면 ····· 400
[부록그림 63] NASA Online 기상 DB ····· 401
[부록그림 64] Cost Analysis ····· 402
[부록그림 65] GHG 분석(1) ····· 405
[부록그림 66] GHG 분석(2) ····· 406
[부록그림 67] Financial Summary 프로그램 ····· 407
[부록그림 68] 결과 값 ····· 408

[부록그림 69] 수직형 풍력터빈 날개에 작용하는 바람에너지 ····· 411
[부록그림 70] 풍속의 등급별 발생빈도 분포도 ····· 412
[부록그림 71] 지표면 거칠기에 따른 풍속의 연직구조 ····· 414
[부록그림 72] 허브 높이로의 풍속의 외삽계산 ····· 416
[부록그림 73] 고산 기상자료를 이용한 월령단지 풍속의 MCP 예측결과 ····· 418
[부록그림 74] 풍력터빈의 출력곡선(GE1.5sle) ····· 420
[부록그림 75] 풍력자원 평가의 불확도 ····· 423
[부록그림 76] 전국 연평균 1일 수평면 전일사량 자원분포도 (kcal/m2/일. 1982 - 2004) ····· 428
[부록그림 77] 태양열 구성 ····· 430
[부록그림 78] 평판형 태양열집열기 구조 ····· 437
[부록그림 79] 액체식 태양열 시스템 개략도 ····· 442
[부록그림 80] 설비형 태양열 급탕시스템 개요도(수영장의 경우) ····· 445

Ⅰ. 연구의 배경 및 목적

1. 연구의 배경과 목적

경제성 측면에서 아직은 취약한 신・재생에너지 산업을 활성화하기 위해 정부는 신・재생에너지발전전력에 대한 우선구매제도를 바탕으로 2002년 5월 신・재생에너지이용 발전전력 차액지원제도를 시행하여 민간투자를 촉진하는 등 근본적인 시장변화를 추구하여 왔다. 또한 신・재생에너지보급률을 2006년 3%, 2011년 5%까지 끌어올리기 위해 기존의 보조금, 차액보전, 융자지원제도를 강화할 계획이며 여기에는 상당한 예산이 소요될 것으로 추산되고 있다.

앞으로 막대한 예산을 효율적으로 배분하기 위하여 선행되어야 할 신・재생에너지 기술경제성 분석에 대한 수요는 급증할 것이다. 그러나 아직까지 신뢰성 있는 결과를 제공하는 분석 도구는 미흡한 실정이다. 이와 같은 문제를 해결하기 위해서 현재 국내외에서 통용되고 있는 신・재생에너지에 대한 경제성 분석 도구를 파악하고 상호 비교・검토함으로써 국내 실정에 맞는 경제성 분석 도구를 개발할 필요가 있다. 특히, 그러한 분석도구는 국내 상황을 합리적으로 반영할 수 있도록 보완되어야 하며 성능에 대한 검증도 요구된다.

본 연구에서는 이러한 점을 감안하여 다음과 같은 순서로 연구를 수행하였다.

- 국내외 신・재생에너지시스템 경제성 분석도구의 파악 및 검토
- 경제성 분석도구의 상호 비교
- 국내실정을 반영할 수 있는 분석도구 선정
- 선정된 분석도구의 미비점 보완 대책 마련
- 보완된 분석도구의 개발
- 새로운 분석도구의 성능 검증을 위한 사례 분석
- 기타 RFP가 요구하고 연구협약시 제시한 관련 연구

2. 연구의 구성 및 내용

본 보고서는 크게 (1) 국내외 신재생에너지 경제성분석 프로그램의 검토 및 비교, (2) 신재생에너지 경제성프로그램의 개발 내용, (3) 도서지역 hybrid system의 경제성 분석, (4)신재생에너지 보급의 산업부문별 파급효과 분석으로 구성되어 있다.

(1)과 (2)는 본 연구의 RFP에서 요구된 중점적인 연구내용이다. 기존의 신재생에너지 경제성분석 프로그램으로는 RETScreen, HOMER, Vipor, Hybrid2, LEAP, NEMS등이 확인되었으며, 본 연구의 경제성 프로그램 개발을 위해 RETScreen의 알고리즘을 분석하였다. RETScreen은 캐나다 NRCan(Natural Resource Canada)에서 개발된 경제성분석 프로그램으로 현재 193개국에서 사용하고 있고, 다국어로 번역되어 점차적으로 사용자가 증가하고 있다. 따라서 국내 실정에 맞는 신재생에너지 경제성 분석도구의 개발을 위해 RETScreen의 알고리즘을 참조하였다. 본 연구에서 개발한 프로그램에서는 단순히 RETScreen을 한글버전화하는 것이 아니라, 1) 국내 실정에 맞는 경제성 분석을 위해 기초 Data를 제공하여 풍속변화, 일사량조건, 지역별 대기압, 온도 변화 등의 확률적 요소를 감안한 User Friendly, Stand-Alone 분석 도구의 개발하고, 2) 각 Case에 적합한 기준가격의 분석까지 수행하고자 하였다.

(3)과 (4)는 본 연구의 RFP가 제시하는 기대효과[1)](RPS, REDI 등에 활용)를 충족하기 위해서 최소한으로 필요하다고 판단하여 연구협약 체결 시 제출한 연구계획서에 의거하여 진행된 내용이다. 흔히 '신・재생에너지의 경제성 평가'라고 하면 단순히 구체적인 신・재생에너지원을 확보하기 위한 특정 시스템(예, 특정지역의 풍력발전, 태양열 온수기 등)의 순현재가치, 내부수익률 등의 평가로 인식하는 경우가 많다. 하지만 '신・재생에너지의 경제성 평가'라 함은 이 보다 더욱 광범위한 의미를 담고 있다고 판단할 수 있다. 본 연구과제 역시 이러한 개념 하에서 시작된 것으로 판단되며, 하나의 시스템으로서의 신・재생에너지시스템의 경제성평가가 주된 연구의 내용으로 파악, 연구를 진행였음을 밝힌다.

---

1) RFP(2004.3)상에는 "향후 RPS(Renewable Portfolio Standard) 및 REDI(Renewable Energy Deployment Incentive)등 국가 신재생에너지 보급 인센티브 사업에 활용" 한다고 되어있다.

따라서 협의의 연구 범위는 풍력, 태양열, 태양광, 소수력 등 특정 신・재생에너지원만을 사용하는 시스템에 대한 분석이 될 것이나, 풍력, 태양광, 배터리, 컨버터, 경유발전기 등을 한꺼번에 구비하는 hybrid system이 좀 더 넓은 의미의 시스템이 될 것이다. 이 경우, 시스템이 Grid에 연결되어 있는 경우와 독립형인 경우 등 다양한 형태에 대한 경제성 평가가 가능할 것이다.

하지만 좀 더 넓은 시각에서 경제성 평가의 문제를 살펴볼 수도 있다. 즉, 이러한 설비가 확대 보급됨에 따라 신・재생에너지 생산의 특성상 갖게 되는 불확실성이 기존의 전원설비에 어떤 경제적 영향을 미치게 될 것인가의 문제, 시장경제의 측면에서는 관련설비의 생산, 보급을 위한 시장의 형성과 규모, 이에 따른 기술개발의 전망과 단위비용의 변화, 신・재생에너지의 생산을 위해 추가로 지불해야 하는 개인과 사회의 비용, 이에 따라 국민경제의 각 부분이 받게 되는 총산출, GDP 등에 대한 영향, 그리고 신・재생에너지 보급 확대정책의 다양한 방안의 추진비용과 그 경제적 효과, 신・재생에너지 확대보급을 위한 사회적 수용성, 지불의사 평가 등이 모두 연구의 대상이 될 것은 자명하다.

이러한 의미에서 본 연구는 신재생에너지의 경제성 평가라는 목적 하에 기존 경제성분석 프로그램의 검토를 통해 풍력, 태양광, 태양열, 소수력, 지열 등의 발전량 산정방법 및 재무분석을 통한 경제성분석프로그램을 개발하였고 더 나아가 신재생에너지원과 기존 발전시스템이 결합된 도서지역 Hybrid system 경제성분석 및 신재생에너지 보급의 산업부문별 파급효과 분석을 수행하였다.

신재생에너지원과 기존 발전시스템이 결합된 Hybrid system은 도서지역에서 주전원으로 사용되는 디젤발전시스템에 비해 발전단가가 저렴하고 환경문제를 최소화할 수 있다는 점에서 가능성 있는 신재생에너지 보급대안으로 고려될 수 있다. 따라서 신재생복합 전력시스템의 보급의 가능성을 경제적인 측면에서 평가해보는 것은 의미 있는 작업이 될 수 있다. 본 연구에서는 Homer프로그램을 이용하여 추자도, 거문도, 영산도의 신재생 복합전력 시스템 보급의 경제성 분석을 수행하였다. (3)의 연구가 이러한 측면에서 진행된 연구 분야이다.

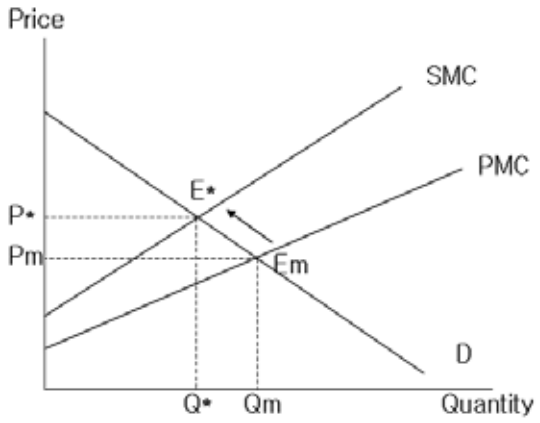
(4)는 애초 RFP에는 없으나 본 연구진이 과제입찰 공개평가 시 연구를 진행하겠다고 하였던 분야이다. 특히 갑작스런 대통령의 지시사항으로 에너지관리공단에서 이 분야에 대한 연구의 구체적인 필요가 대두되고 본 연구진에게 RFP 이외의 작업으로 부탁하여 진행하게

되었다. 이 연구는 독일의 FITs 제도가 도입될 경우 발생할 수 있는 각 전력가격의 상승과 공급의 변화가 국민경제에 어떤 영향을 미칠 것인가를 분석하였다. 기술변화 가능성을 고려하여 신•재생에너지 보급이 경제전반에 미치는 효과를 산업부문별로 파악하여 볼 수 있는 모형을 구축하였으며, 이는 신재생에너지 보급을 위해 소비자가 직접적으로 부담하는 규모와 이의 산업부문별 파급효과를 분석한다는 측면에서 의의가 있다.

3. 신・재생에너지보급의 장단점과 장기적 측면의 이해

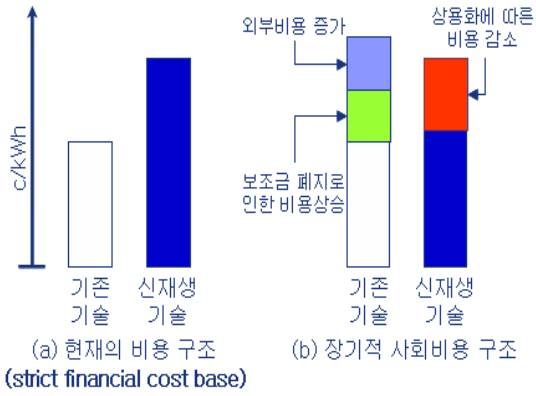
신·재생에너지의 보급에는 현재의 경제적 타당성 부족, 신·재생전원을 이용한 전력공급시의 간헐적 등의 몇 가지 간과할 수 없는 문제가 있는 것이 사실이다. 신·재생에너지는 현재로는 전통에너지원에 비해 경제성이 확보되지 못하며, 신·재생에너지의 공급기여도가 낮다는 지적(Shukla외 2001)과 신·재생에너지는 주로 풍력, 태양광 등 자연조건에 따라 출력이 변동되는 비급전 전원설비로써 피크의 기여도가 불확실성을 내포하는 확률적 분포를 갖고 있으므로 우리나라와 같이 국제적 계통연계가 되어 있지 않은 경우에는 이에 대한 추가적인 대응방안을 연구해야 한다는 지적이 있다(김수덕외 2005). 또 현재기준으로 대부분 수입기자재에 의존함에 따라 유지관리에 따르는 어려움도 지적된다. Owen(2002)은 높은 유지보수비용으로 인한 높은 자본비용의 필요성, 그로인한 자본 확보의 어려움, 높은 초기비용과 프로젝트 개발비용의 요구, 에너지 기술 및 정보에 대한 불확실성 위험 존재 등을 신·재생에너지보급의 단점으로 나열하고 있다. 이러한 연구의 지적들도 전적으로 신·재생에너지 보급이 불필요함을 역설하는 것이라기보다는 오히려 확인할 수 있는 문제점의 지적을 통한 해결과 대응노력을 강조한 것이라고 보는 것이 타당하다. 신·재생에너지는 시장에서 제대로 반영되지 않는 부의 외부효과와 직간접적 보조금의 존재, 환경변화에 대한 대응의 측면에서 볼 때, 장기적으로 보급할 가치가 있는 것으로 인식되고 있다. 신·재생에너지 산업발달에 따른 고용창출효과, 신·재생에너지가 장기적으로 경제성을 갖는다는 근거를 경제학적 이론을 통해 살펴 볼 수 있다. [그림 Ⅰ-1]과 같이 현재의 신·재생에너지공급의 한계비용곡선은 사적한계비용곡선(PMC; Private marginal cost)으로, 화석에너지 사용으로 인한 공해물질 배출 등의 외부비용이 제대로 반영되어 있지 않다. 따라서 현재의 화석에너지 사용에 따른 부정적 외부비용이 고려되면 비용상승을 초래하여 이를 내부화 한 사회적 한계비용(SMC; Social marginal

cost)곡선은 PMC에서 SMC로 이동하게 된다. 결국 균형가격은 P_m에서 P^*로 상승하게 되고, 에너지의 사용량도 원래에 미치지 못하는 수준으로 결정된다는 것이다(Common 1996, Titenberg 2003 등).



[그림 Ⅰ-1] 부정적 외부효과

자료 : Titenberg(2003)



[그림 Ⅰ-2] 전통에너지와 신·재생에너지의 비용구조 변화

자료 : Berry외(2001)

따라서 외부비용과 에너지사용에 대한 직간접적 정부보조 등을 제대로 반영하지 못하는 현재 시장에서 나타나고 있는 가격구조에 의거하여, 신·재생에너지 기술을 단순히 평가하는 것은 논리적인 문제가 있다는 지적이다.

[그림 Ⅰ-2]는 이러한 구조를 감안한 장기적인 비교를 시도한 것이다. 이 그림은 현재로서는 비용구조상 신·재생에너지가 비싼 것으로 나타나지만, 장기적인 사회적 비용구조를 감안한다면 사정이 달라짐을 의미한다. 즉, 기존기술에 의한 전통적 화석연료의 사용은 증가되는 외부비용의 내재화와 직간접적 정부보조금 등을 사회전체적인 측면에서 고려하게 되면 상당한 비용증가가 예상되는 반면, 신·재생에너지기술에 의한 에너지생산과 사용은 이러한 외부비용의 문제가 없고, 장기적으로는 기술진보와 이의 상용화에 따라 비용이 감소하게 되어 기존기술과의 경쟁에서 우위를 점하게 될 것이라는 지적이다(Berry외 2001). REN21(2004) 보고서에서는 풍력과 같은 일부 신·재생에너지원의 경우 이미 전통에너지와 경쟁할 수 있으며, 전통에너지원에 외부비용이 반영되면 신·재생에너지가 더 값이 싸게 된다고 지적하고 있다. Owens(2002)는 또 신·재생에너지를 전통에너지와 비교할 때, (1) 대부분의 신·재생에너지원의 경우 연료비용이 낮거나 거의 없어 연료비용을 절감할 수 있으며

이에 따라 발생하는 연료의 운반비용등의 추가부담을 줄일 수 있고, (2) 낮은 운전비용(operating cost), (3) 이산화탄소 및 오염물질 배출의 위험이 감소한다고 설명하고 있다.

결국 신·재생에너지원의 보급확대와 경제성확보의 문제는 단기적인 문제라기보다는 중장기적으로 진행되어야 하는 문제임을 인식할 필요가 있다는 점이다. 장기적으로 신·재생에너지분야에서 경제성을 확보하기 위한 제반 조건이 무엇이며, 외부비용을 내재화함으로써 신·재생에너지기술의 상용화를 앞당길 수 있는 방법에는 어떤 것이 있는가 하는 점들을 확인하는 것은 중요한 문제가 될 것이다.

본 연구의 결과가 이러한 측면의 이슈들에 대한 부분적인 해답이나마 제시하는데 유용하게 사용될 수 있는 틀을 제공할 수 있다면 최소한의 나름대로의 성과를 얻은 것이라고 판단한다.

Ⅱ. 신·재생에너지 경제성 분석 프로그램 개요

1. 에너지 부문 경제성 분석 프로그램 분류

에너지부문에 대한 경제성분석 프로그램은 크게 3가지로 구분할 수 있다. 즉, 분석범위에 따라 평가대상에 대한 분석방법, 접근방법에 따라 분류할 수 있으며(<표 Ⅱ-1>참조) 각각에 하위 기법이 2～3개 존재한다.

<표 Ⅱ-1> 경제성평가 프로그램의 분류

분류기준	분석 기법
분석범위	프로젝트 단위
	부문(sector) 단위
	거시경제 수준
분석방법	경제성분석
	수리적 모형
접근방법	상향식(Bottom-up model) 모형
	하향식(Top-Down) 모형
	통합모형

각 분석 기법에 대하여 개략적으로 살펴보면 다음과 같다.

먼저 분석범위로 분류 할 경우, 프로젝트 단위의 분석은 특정 프로젝트, 즉 신・재생에너지기술 각각에 초점을 맞추어 해당 프로젝트의 시행으로 발생하는 여러 가지 영향을 분석·평가하는 것을 의미한다. 즉, 신・재생에너지기술에 대한 투자를 요하는 모든 기술적, 경제적 수단이 포함되며 분석방법으로는 일반적으로 비용/효과분석 등의 경제성 공학적인 방법론이 이용된다. 부문단위의 분석 방법은 에너지 혹은 어떤 지역 등으로 구분되는 특정부문에 대한 신・재생에너지지술 적용에 따른 부문최적화 형태의 평가로써 부분균형(Partial equilibrium)개념이 적용된다. 가격, 조세, 무역, 대규모투자 등과 관련되는 조치를 평가하는 분석 프로그램은 부분균형모형을 이용하고 MARKAL(MARKet ALlocation), EFOM(Energy Flow Optimization Model) 등의 모형을 예로 들 수 있다. 세 번째로 거시경제 수준에서 분석할 경우, 모든 부문(시장)에 대한 거시적 평가를 말하며 일반균형이론(General equilibrium) 모형 및 통합모형 등이 분석 프로그램으로 활용된다. CGE(Computable

General Equilibrium Model), NEMS(National Energy Modelling System) 등의 통합모형이 이 범주에 포함된다.

한편 분석방법으로 분류할 경우, 경제성 분석 기법은 신・재생에너지기술에 대한 평가를 비용 또는 지출과 편익(수익)과의 대비로 잡아 경제적 입장에서 평가하는 방법으로 각 프로젝트에 대한 경제성 평가에 사용한다. 현재가치법, 연간등가법, 비용/편익 분석법 등의 다양한 경제성공학적인 기법이 사용될 수 있다. 그리고 수리적 모형에 의한 경우는 의사결정에 필요한 모든 사항을 수학적 모형으로 표현함으로써 다차원적이고도 동태적으로 요인을 변화시켜 프로젝트의 장래를 예측하고 평가하는 방법이다. 대표적인 기법으로 선형계획법(Linear Programming), 동적계획법(Dynamic Programming), 시뮬레이션(Simulation) 방법이 사용된다. 구체적인 평가기법의 선택은 평가의 대상, 관련 데이터의 확보가능성 및 평가능력 등의 특성을 고려하여 선택할 수 있다.

마지막으로 접근방법에 따른 경우, 상향식 모형은 주로 전망모형에 이용되는데 단기 전망모형은 계량경제학적 방법을 이용, 과거 추세를 연장하여 에너지수요를 전망한다. 장기전망모형은 미래 경제・사회구조 및 에너지기술 변화를 반영하기 위해 상향식 모형을 사용한다. 하향식 모형은 에너지부문의 거시경제적 효과를 분석하는 데는 주로 사용되며 연산일반균형모형과 거시계량 모형의 두 가지로 구분된다. 연산일반균형모형(CGE: Computable General Equilibrium model)은 신고전파(Neo-classical) 경제이론에 기초하며 가격시스템의 신축적인 조정에 의해 재화의 공급 및 수요의 균형을 이루도록 구성된다. 거시계량모형(Macro- econometric model)은 케인지안 경제이론에 근거를 두고 있으며, 시계열자료를 이용하여 행태방정식을 추정하고 경제정책의 거시적 효과를 분석한다. 통합모형은 상향식 모형이나 하향식 모형의 단편적인 접근을 극복하기 위하여 두 모형을 통합한 것으로써 AIM 등의 모형을 들 수 있다.

2. 신·재생에너지 경제성평가 관련 프로그램 개관

본 절에서는 신・재생에너지 경제성 분석 프로그램에 대하여 알아보도록 한다. 분석의 대상이 되는 프로그램에 대한 개요는 <표 Ⅱ-2>와 같다.

<표 Ⅱ-2> 신 · 재생에너지 경제성 분석 프로그램

프로그램	용도(또는 full name)	개발기관	웹사이트
RETScreen	Renewable Energy Technology Screen	Canada, Renewable Energy Decision Support Center	http://www.retscreen.net
Homer	optimization model for distributed power	DOE 산하 National Renewable Energy Laboratory(NREL)	http://www.nrel.gov/homer
Vipor	Village Power Optimazation Model		http://analysis.nrel.gov/vipor
Hybrid2	Hybrid Power System Simulation Model	NREL/Univ. of Masschusetts	http://www.ecs.umass.edu/mie/labs/rerl/hy2/intro.htm
LEAP	Long-range Energy Alternative Planning system	Stockholm Environment Institute(미)	http://forums.seib.org/leap
NEMS	National Energy Modeling System	DOE 산하 EIA(Energy Information Administration)	http://www.eia.doe.gov

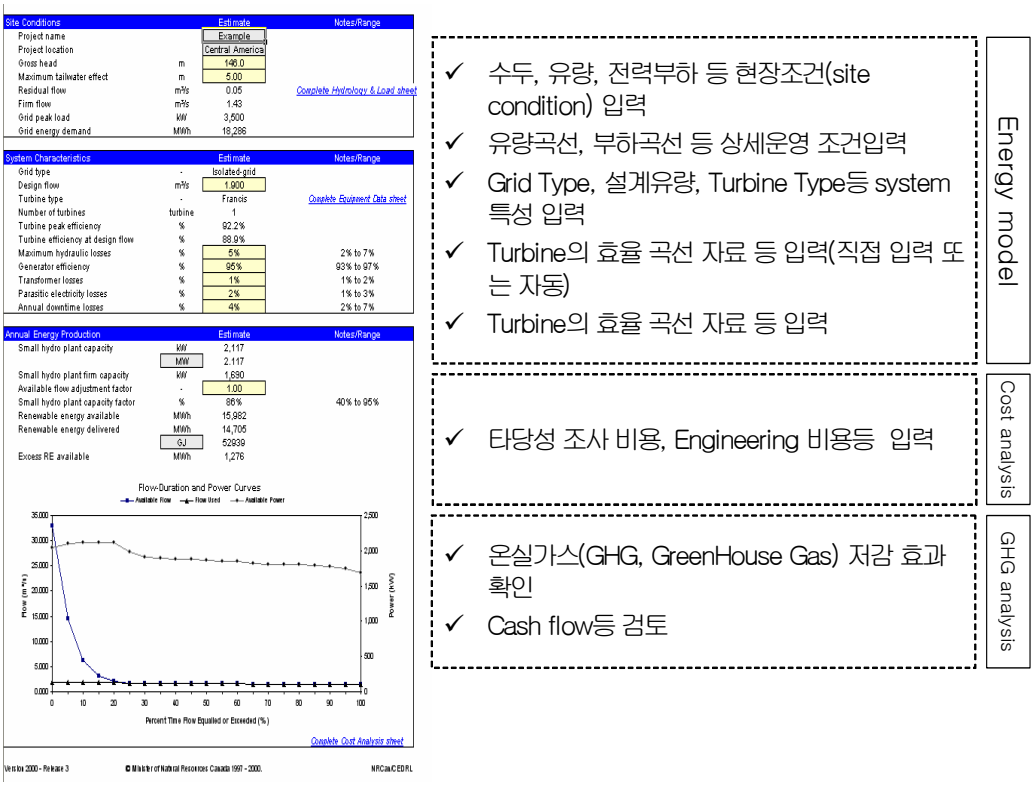
위의 프로그램 중 RETScreen, Homer, Vipor, Hybrid2는 각각 캐나다와 미국의 신 · 재생에너지 전문 기관에서 개발한 신 · 재생에너지에 특화된 경제성 평가 프로그램이다. 그리고 LEAP, NEMS는 에너지부문에서 경제성을 포함한 거시경제적 효과 등에 대한 분석도구로써 신 · 재생에너지에 관한 부분을 포함하고 있거나, 포함 가능한 프로그램이다.[2)]

2.1. RETScreen

- 목적 : 풍력, 태양광등의 renewable 에너지를 전력원으로 하는 시스템의 에너지 생산량, life-cycle cost 및 greenhouse gas 방출량 등을 평가
- 개발 : 캐나다, Renewable Energy Decision Support Center
- RETScreen 흐름도

2) 본 연구는 국내 기상 및 시스템, 사업상황에 적합한 신재생에너지 경제성평가 모델을 개발하는 것을 목적으로 하고 있으며(RFP, 2004.3), RETScreen의 알고리즘을 분석하여 신재생에너지 경제성 프로그램이 개발되었다. RFP와는 별도로 수행한 신재생에너지원과 기존 발전시스템이 결합된 Hybrid system의 경제성 분석은 Homer프로그램을 이용하여 수행하였다. 넓은 범위의 경제성평가측면을 갖는 신•재생에너지 보급의 산업부문별 파급효과는 에너지관리공단의 요청을 받아 연구를 수행하였다. [그림 Ⅱ-17]과 같은 NEMS모형을 통해 산업부문별 파급효과를 추적할 수 있으며 본 연구에서는 FITs 도입에 따른 전력가격의 상승과 공급의 변화가 국민경제에 미치는 효과를 투입-산출분석방식을 통해 분석하였다. 본 연구에서 실질적인 분석도구로 사용된 RETScreen, Homer, NEMS는 그 내용에 대해 본문에서 자세히 설명하고 있다. Hybrid2와 LEAP의 자세한 특성은 본문에서는 생략하되, 부록에 포함, 참조할 수 있도록 하였다.

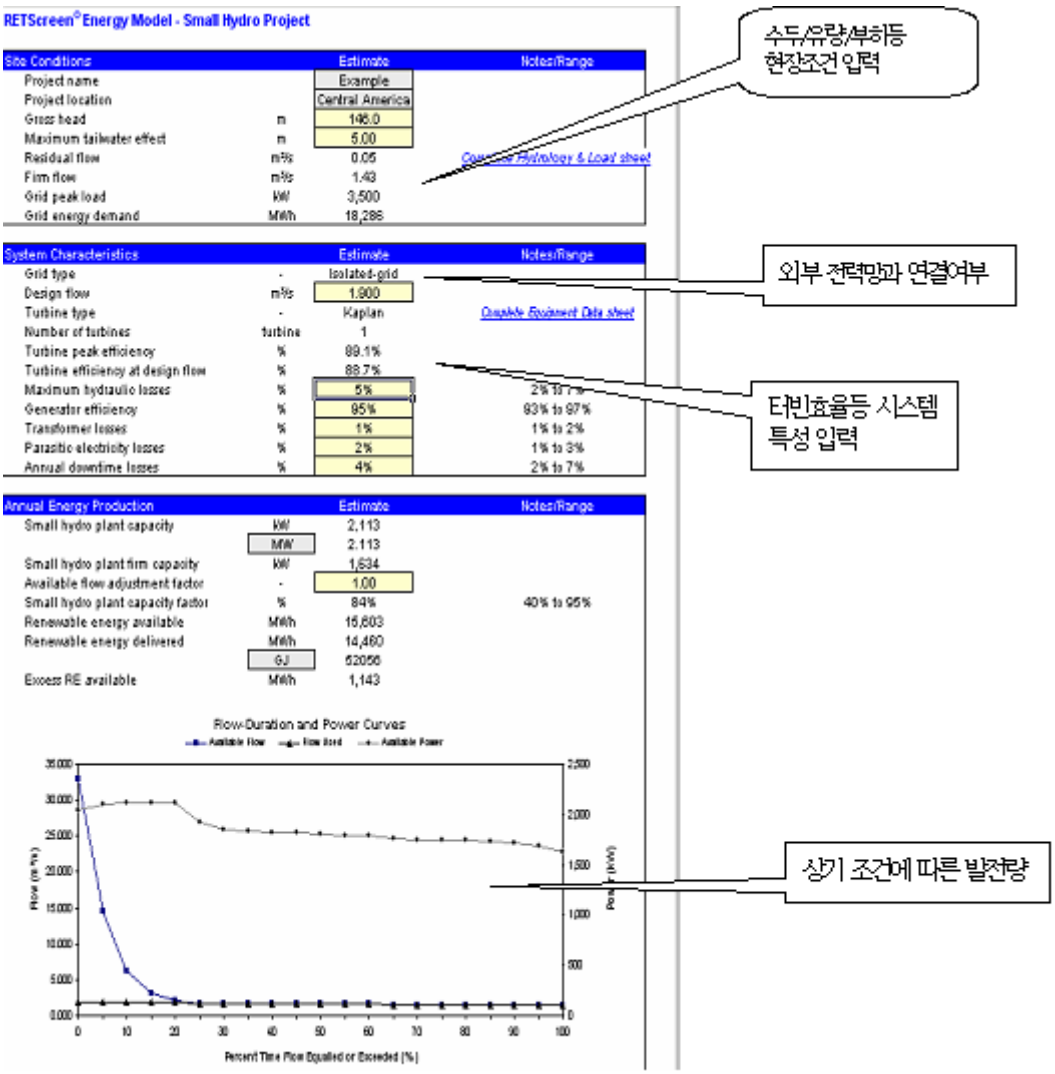
- RESTScreen의 흐름은 먼저 “Energy Model“이라는 엑셀 워크쉬트에서 시작하여 신·재생에너지원별 특성자료를 입력하도록 한다. 특성자료란 기술적, 자연적 특성 모두를 의미하는 것으로 신·재생에너지를 공급하기 위하여 요구되는 설비와 설비 구동이 가능하게 하는 해당 지역의 자연자원을 말한다.
- 두 번째는 “Cost Analysis” 단계로 신·재생에너지 공급을 위하여 요구되는 금전상의 모든 요소에 대한 수치를 입력한다.
- 세 번째는 “GHG Analysis” 단계로 온실가스와 관련된 수치자료를 입력한다.
- 마지막 단계는 “Financial Summary” 단계로 결과를 확인하게 된다.



[그림 Ⅱ-1] RETScreen 흐름도

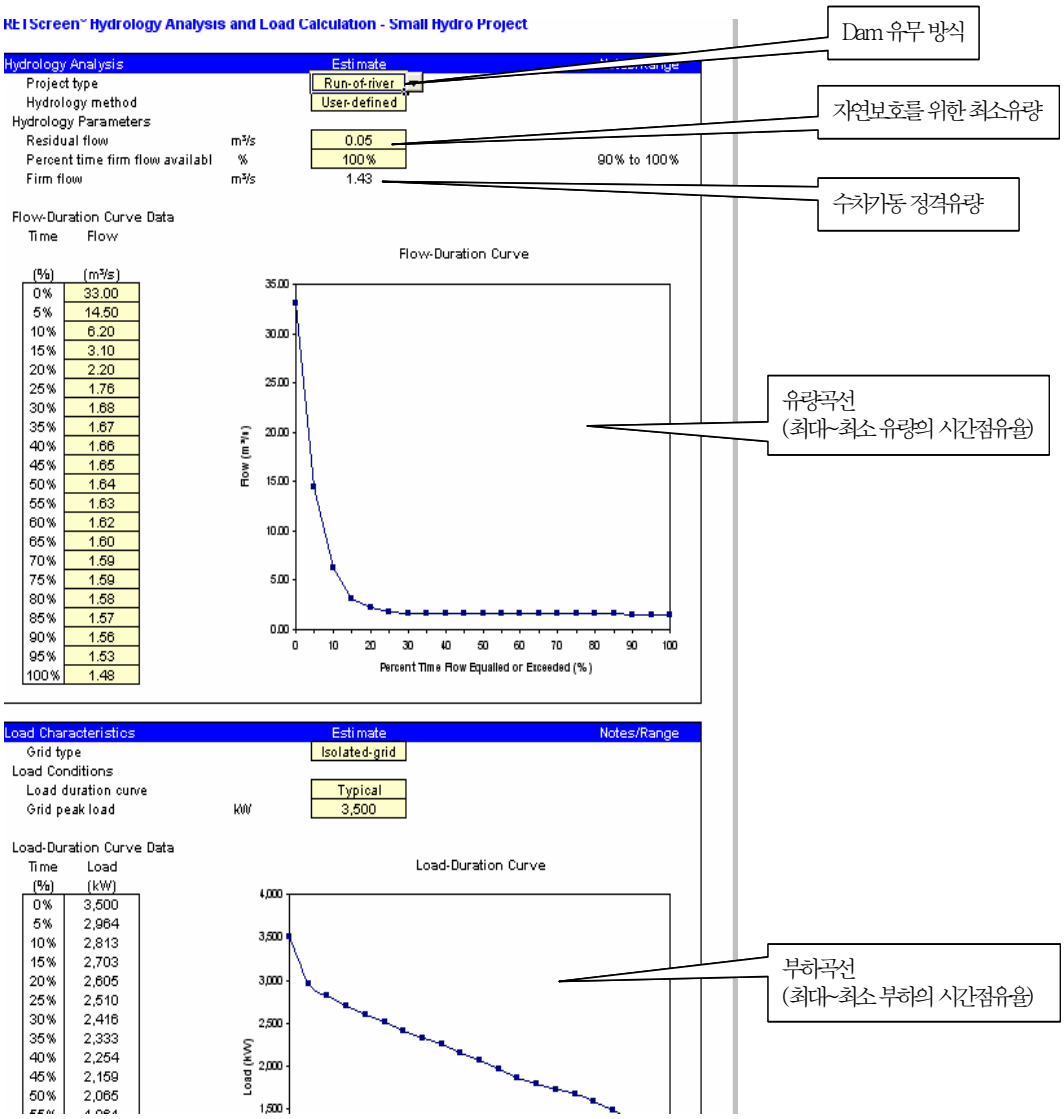
◦ 각 단계별 자세한 사항은 다음과 같다.

◦ 입력화면



[그림 Ⅱ-2] 입력화면 예시

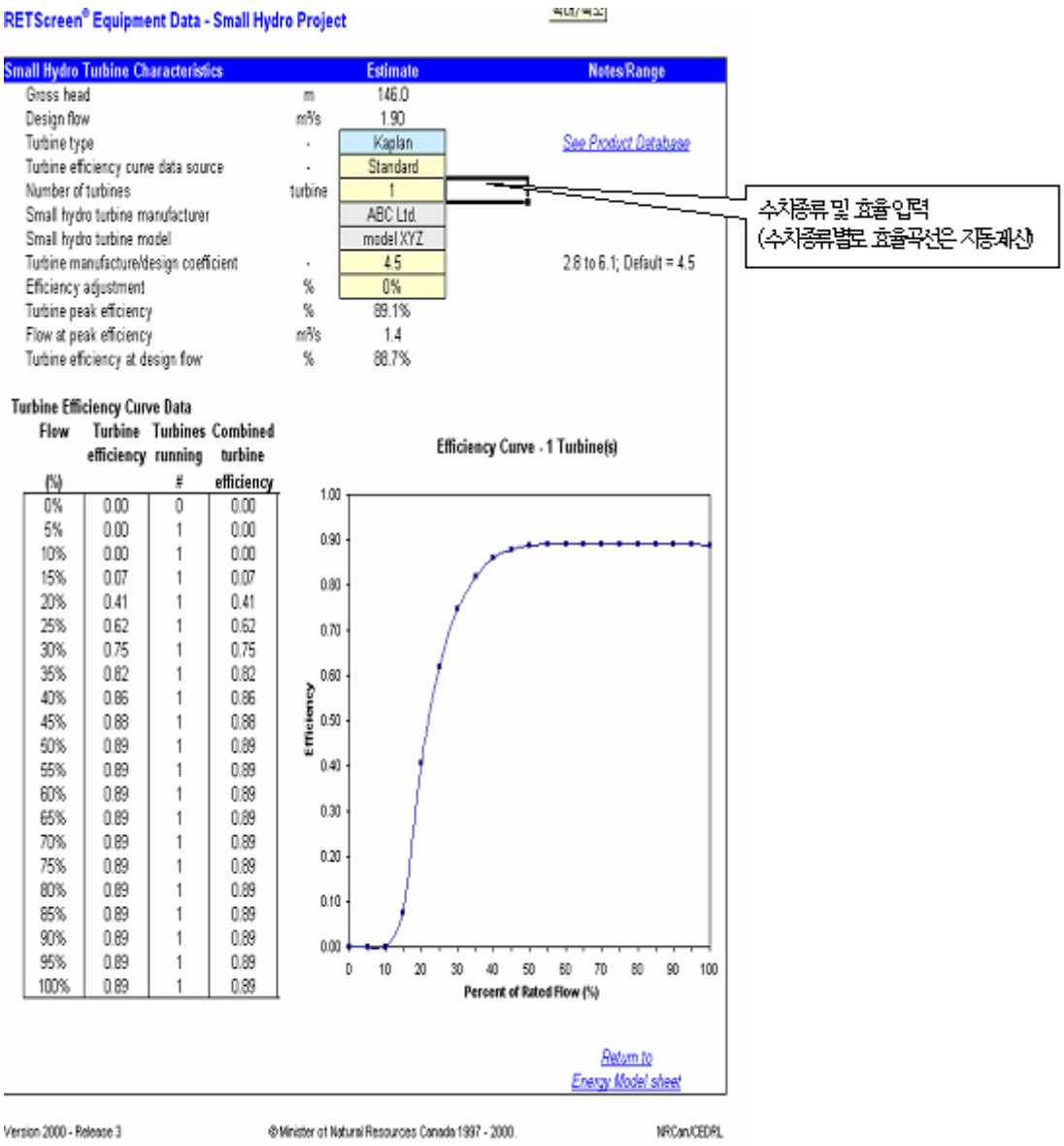
◦ 현장조건 입력 후 추가 자료입력 화면 : 유량 및 부하곡선 수치자료 입력



[그림 Ⅱ-3] 세부자료 입력 화면

◦ 시스템특성 입력 후 추가 자료입력 화면 : 수차종류 및 효율, 대수 등 입력

◦ 온실가스 배출 분석



RETScreen® Equipment Data - Small Hydro Project

Small Hydro Turbine Characteristics		Estimate	Notes/Range
Gross head	m	146.0	
Design flow	m³/s	1.90	
Turbine type	-	Kaplan	See Product Database
Turbine efficiency curve data source	-	Standard	
Number of turbines	turbine	1	
Small hydro turbine manufacturer		ABC Ltd.	
Small hydro turbine model		model XYZ	
Turbine manufacture/design coefficient	-	4.5	2.8 to 6.1; Default = 4.5
Efficiency adjustment	%	0%	
Turbine peak efficiency	%	89.1%	
Flow at peak efficiency	m³/s	1.4	
Turbine efficiency at design flow	%	88.7%	

수차종류 및 효율입력
(수차종류별로 효율곡선은 자동계산)

Turbine Efficiency Curve Data

Flow (%)	Turbine efficiency	Turbines running #	Combined turbine efficiency
0%	0.00	0	0.00
5%	0.00	1	0.00
10%	0.00	1	0.00
15%	0.07	1	0.07
20%	0.41	1	0.41
25%	0.62	1	0.62
30%	0.75	1	0.75
35%	0.82	1	0.82
40%	0.86	1	0.86
45%	0.88	1	0.88
50%	0.89	1	0.89
55%	0.89	1	0.89
60%	0.89	1	0.89
65%	0.89	1	0.89
70%	0.89	1	0.89
75%	0.89	1	0.89
80%	0.89	1	0.89
85%	0.89	1	0.89
90%	0.89	1	0.89
95%	0.89	1	0.89
100%	0.89	1	0.89

Return to
Energy Model sheet

Version 2000 - Release 3 © Minister of Natural Resources Canada 1997 - 2000. NRCan/CEDRL

[그림 Ⅱ-4] 세부 특성자료 입력 화면

RETScreen© Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Small Hydro Project

Use GHG analysis sheet? Yes Type of analysis: Custom

Background Information

Project Information
Project name: Example
Project location: Central America

Global Warming Potential of GHG
1 ton CH_4 = 21 tons CO_2
1 ton N_2O = 310 tons CO_2

Base Case Electricity System (Reference)

Fuel type	Fuel mix (%)	CO_2 emission (kg/GJ)	CH_4 emission factor (kg/GJ)	N_2O emission (kg/GJ)	Fuel conversion efficiency (%)	T & D losses (%)	GHG emission (t_{CO2}/MWh)
Coal	35.0%	94.6	0.0020	0.0030	35.0%	8.0%	1.069
Large hydro	30.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	8.0%	0.000
#6 oil	20.0%	77.4	0.0030	0.0020	30.0%	8.0%	1.018
Natural gas	10.0%	56.1	0.0030	0.0010	45.0%	8.0%	0.491
Biomass	3.0%	0.0	0.0320	0.0040	25.0%	8.0%	0.030
Wind	2.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	8.0%	0.000
Electricity mix	100%	172.5	0.0092	0.0055		8.0%	0.628

Proposed Case Electricity System (Mitigation)

Fuel type	Fuel mix (%)	CO_2 emission (kg/GJ)	CH_4 emission factor (kg/GJ)	N_2O emission (kg/GJ)	Fuel conversion efficiency (%)	T & D losses (%)	GHG emission (t_{CO2}/MWh)
Electricity system							
Small hydro	100.0%	0.0	0.0000	0.0000	100.0%	8.0%	0.000

수력을 이용하므로 배출가스 없음

GHG Emission Reduction Summary

	Base case emission factor (t_{CO2}/MWh)	Proposed case GHG emission factor (t_{CO2}/MWh)	End-use annual energy delivered (MWh)	Annual GHG emission reduction (t_{CO2})
Electricity system	0.628	0.000	13,529	8,492
			Net GHG emission reduction t_{CO2}/yr	8,492

Complete Financial Summary sheet

Version 2000 - Release 3 © United Nations Environment Programme & Minister of Natural Resources Canada 2000. UNEP/DTIE and NRCan/CEDRL

[그림 Ⅱ-5] 온실가스 관련 자료 입력 화면

◦ 비용분석결과

- Project의 타당성 조사, Engineering, 설비 구매 및 설치 비용, 유지보수 비용 등이 분석됨(수입력)

RETScreen© Cost Analysis - Small Hydro Project

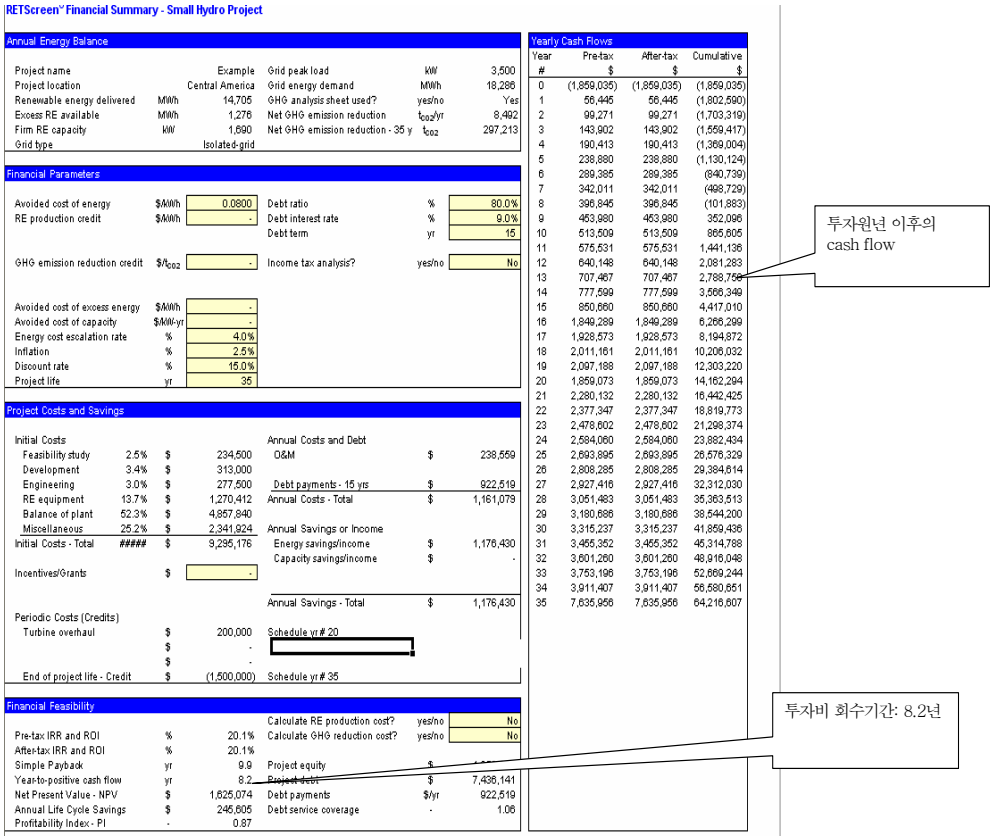
Costing method: Detailed　　Currency: $　　Cost references: None

Initial Costs (Credits)	Unit	Quantity	Unit Cost	Amount	Relative Costs	Quantity Range	Unit Cost Range
Feasibility Study							
Site investigation	p-d	60	$ 600	$ 36,000	0.39%	-	-
Hydrologic assessment	p-d	40	$ 500	$ 20,000	0.22%	-	-
Environmental assessment	p-d	120	$ 500	$ 60,000	0.65%	-	-
Preliminary design	p-d	50	$ 500	$ 25,000	0.27%	-	-
Detailed cost estimate	p-d	20	$ 600	$ 12,000	0.13%	-	-
Report preparation	p-d	20	$ 700	$ 14,000	0.15%	-	-
Project management	p-d	25	$ 700	$ 17,500	0.19%	-	-
Travel and accommodation	p-trip	10	$ 5,000	$ 50,000	0.54%	-	-
Other	Cost	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Credit - Feasibility study	Credit	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Subtotal:				$ 234,500	2.52%		
Development							
PPA negotiation	p-d	40	$ 1,000	$ 40,000	0.43%	-	-
Permits and approvals	p-d	40	$ 700	$ 28,000	0.30%	-	-
Land rights	site	1	$ 50,000	$ 50,000	0.54%	-	-
Land survey	p-d	30	$ 500	$ 15,000	0.16%	-	-
Project financing	p-d	40	$ 1,500	$ 60,000	0.65%	-	-
Legal and accounting	p-d	25	$ 1,200	$ 30,000	0.32%	-	-
Project management	p-yr	0.5	$ 130,000	$ 65,000	0.70%	-	-
Travel and accommodation	p-trip	10	$ 2,500	$ 25,000	0.27%	-	-
Other	Cost	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Credit - Development	Credit	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Subtotal:				$ 313,000	3.37%		
Engineering							
Design and tender documents	p-yr	1.0	$ 130,000	$ 130,000	1.40%	-	-
Contracting	p-d	25	$ 700	$ 17,500	0.19%	-	-
Construction supervision	p-yr	1.0	$ 130,000	$ 130,000	1.40%	-	-
Other	Cost	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Credit - Engineering	Credit	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Subtotal:				$ 277,500	2.99%		
Renewable Energy (RE) Equipment							
Turbines/generators, controls	kW	2,117	$ 500	$ 1,058,677	11.39%	-	-
Equipment installation	%	10%	$ 1,058,677	$ 105,868	1.14%	-	-
Transportation	%	10%	$ 1,058,677	$ 105,868	1.14%	-	-
Other	Cost	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Credit - RE equipment	Credit	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Subtotal:				$ 1,270,412	13.67%		
Balance of Plant							
Access road	km	10.0	$ 50,000	$ 500,000	5.38%	-	-
Clearing	ha	12.0	$ 20,000	$ 240,000	2.58%	-	-
Earth excavation	m³	300.0	$ 10	$ 3,000	0.03%	-	-
Rock excavation	m³	1,000.0	$ 60	$ 60,000	0.65%	-	-
Concrete dam	m³	400	$ 1,000	$ 400,000	4.30%	-	-
Timber crib dam	m³	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Earthfill dam	m³	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Dewatering	%	10%	$ 400,000	$ 40,000	0.43%	-	-
Spillway	m³	0	$ -	$ -	0.00%	-	-
Canal	m³	1,500	$ 50	$ 75,000	0.81%	-	-
Intake	m³	500	$ 1,200	$ 600,000	6.45%	-	-
Tunnel	m³	7,000	$ 150	$ 1,050,000	11.30%	-	-
Pipeline/penstock	kg	60,000	$ 7	$ 420,000	4.52%	-	-

○ 각종 비용 검토
- project 타당성
- Engineering 비용
- 설비 구매 비용
- 댐 건설비용 등

[그림 Ⅱ-6] 비용 자료 입력

◦ Project financial summary : 투자비 대비 cash flow 등 계산



RETScreen® Financial Summary - Small Hydro Project

Annual Energy Balance

Project name		Example	Grid peak load	kW	3,500
Project location		Central America	Grid energy demand	MWh	18,286
Renewable energy delivered	MWh	14,705	GHG analysis sheet used?	yes/no	Yes
Excess RE available	MWh	1,276	Net GHG emission reduction	t_{CO2}/yr	8,492
Firm RE capacity	kW	1,690	Net GHG emission reduction - 35 y	t_{CO2}	297,213
Grid type		Isolated-grid			

Financial Parameters

Avoided cost of energy	$/MWh	0.0800	Debt ratio	%	80.0%
RE production credit	$/MWh	-	Debt interest rate	%	9.0%
			Debt term	yr	15
GHG emission reduction credit	$/$t_{CO2}$	-	Income tax analysis?	yes/no	No
Avoided cost of excess energy	$/MWh	-			
Avoided cost of capacity	$/kW-yr	-			
Energy cost escalation rate	%	4.0%			
Inflation	%	2.5%			
Discount rate	%	15.0%			
Project life	yr	35			

Project Costs and Savings

Initial Costs				Annual Costs and Debt		
Feasibility study	2.5%	$	234,500	O&M	$	238,559
Development	3.4%	$	313,000			
Engineering	3.0%	$	277,500	Debt payments - 15 yrs	$	922,519
RE equipment	13.7%	$	1,270,412	Annual Costs - Total	$	1,161,079
Balance of plant	52.3%	$	4,857,840			
Miscellaneous	25.2%	$	2,341,924	Annual Savings or Income		
Initial Costs - Total	#####	$	9,295,176	Energy savings/income	$	1,176,430
				Capacity savings/income	$	-
Incentives/Grants		$	-			
				Annual Savings - Total	$	1,176,430
Periodic Costs (Credits)						
Turbine overhaul		$	200,000	Schedule yr # 20		
		$	-			
		$	-			
End of project life - Credit		$	(1,500,000)	Schedule yr # 35		

Financial Feasibility

			Calculate RE production cost?	yes/no	No
Pre-tax IRR and ROI	%	20.1%	Calculate GHG reduction cost?	yes/no	No
After-tax IRR and ROI	%	20.1%			
Simple Payback	yr	9.9	Project equity	$	[illegible]
Year-to-positive cash flow	yr	8.2	Project debt	$	7,436,141
Net Present Value - NPV	$	1,625,074	Debt payments	$/yr	922,519
Annual Life Cycle Savings	$	245,605	Debt service coverage	-	1.06
Profitability Index - PI	-	0.87			

Yearly Cash Flows

Year	Pre-tax	After-tax	Cumulative
#	$	$	$
0	(1,859,035)	(1,859,035)	(1,859,035)
1	56,445	56,445	(1,802,590)
2	99,271	99,271	(1,703,319)
3	143,902	143,902	(1,559,417)
4	190,413	190,413	(1,369,004)
5	238,880	238,880	(1,130,124)
6	289,385	289,385	(840,739)
7	342,011	342,011	(498,729)
8	396,845	396,845	(101,883)
9	453,980	453,980	352,096
10	513,509	513,509	865,605
11	575,531	575,531	1,441,136
12	640,148	640,148	2,081,283
13	707,467	707,467	2,788,750
14	777,599	777,599	3,566,349
15	850,660	850,660	4,417,010
16	1,849,289	1,849,289	6,266,299
17	1,928,573	1,928,573	8,194,872
18	2,011,161	2,011,161	10,206,032
19	2,097,188	2,097,188	12,303,220
20	1,859,073	1,859,073	14,162,294
21	2,280,132	2,280,132	16,442,425
22	2,377,347	2,377,347	18,819,773
23	2,478,602	2,478,602	21,298,374
24	2,584,060	2,584,060	23,882,434
25	2,693,895	2,693,895	26,576,329
26	2,808,285	2,808,285	29,384,614
27	2,927,416	2,927,416	32,312,030
28	3,051,483	3,051,483	35,363,513
29	3,180,686	3,180,686	38,544,200
30	3,315,237	3,315,237	41,859,436
31	3,455,352	3,455,352	45,314,788
32	3,601,260	3,601,260	48,916,048
33	3,753,196	3,753,196	52,669,244
34	3,911,407	3,911,407	56,580,651
35	7,635,956	7,635,956	64,216,607

[그림 Ⅱ-7] 최종 결과 화면

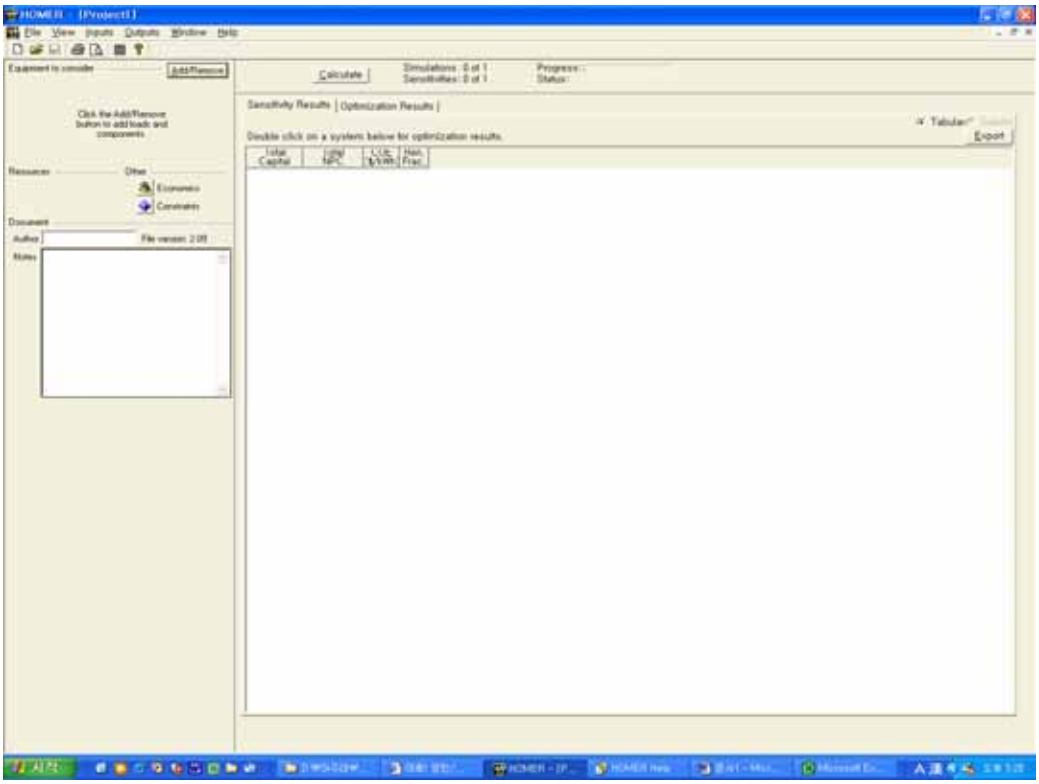
2.2. HOMER

◦ 목적 : 일반 송배전계통과는 원거리에 존재하는 도서지역에 송전선로의 손실을 배제하기 위해 풍력, 태양광 등을 채택하여 도서지역에서 단독으로 운영되는 hybrid power system의 최적 설계 및 운영을 위한 simulation 프로그램(optimization model for distributed power)

◦ 개발 : 미국 NREL(National Renewable Energy Laboratory)

◦ 초기화면

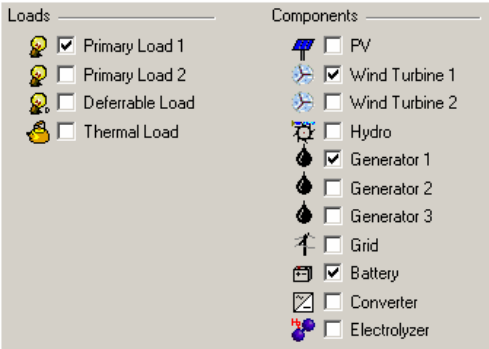
- hybrid power system의 simulation을 위한 각 종 요소를 입력하기 전의 초기화면
- 좌측 상단에 각종 에너지원 및 부하 등을 입력할 수 있는 button이 있음



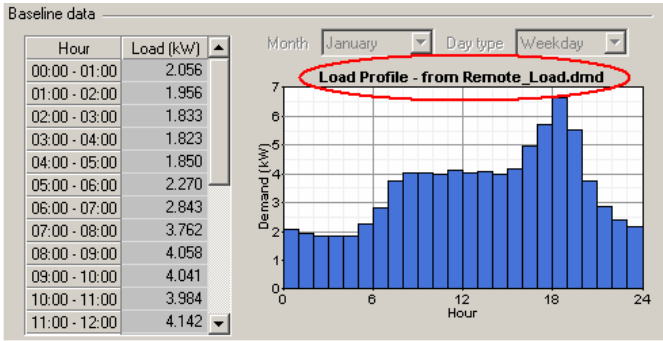
[그림 Ⅱ-8] Homer 초기화면

◦ 입력화면([그림 Ⅱ-8]참조)

- hybrid power system의 입력요소는 위 그림의 menu를 선택하여 입력
- 발전원 : 태양광, 풍력, 발전기, Battery등 및 외부전원(grid)
- 부하 : 일반부하, 전력소모가 적은 시간대에 가동할 수 있는 지연부하(deferrable load), DC 전원을 바로 쓸 수 있는 열부하(thermal load)



[그림 Ⅱ-9] 입력화면



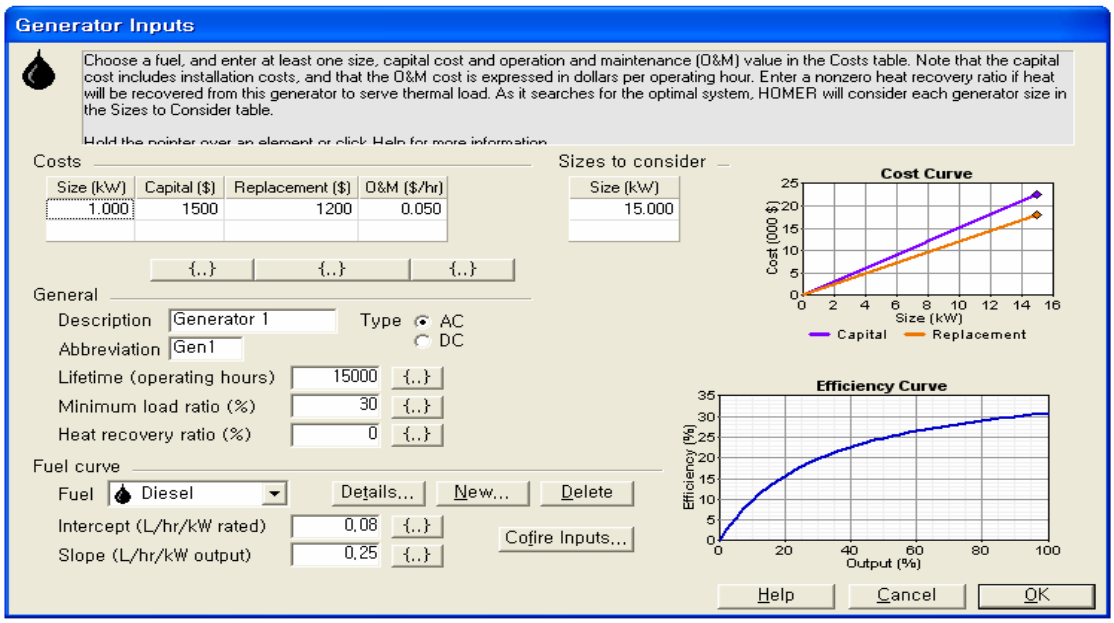
[그림 Ⅱ-10] 1차부하 입력화면

◦ 입력요소별 입력 인자([그림 Ⅱ-9 참조])

- 1차부하(primary load) 예제 : 시간대별 부하량 및 부하종류(AC/DC) 입력

◦ 발전기 입력 예제

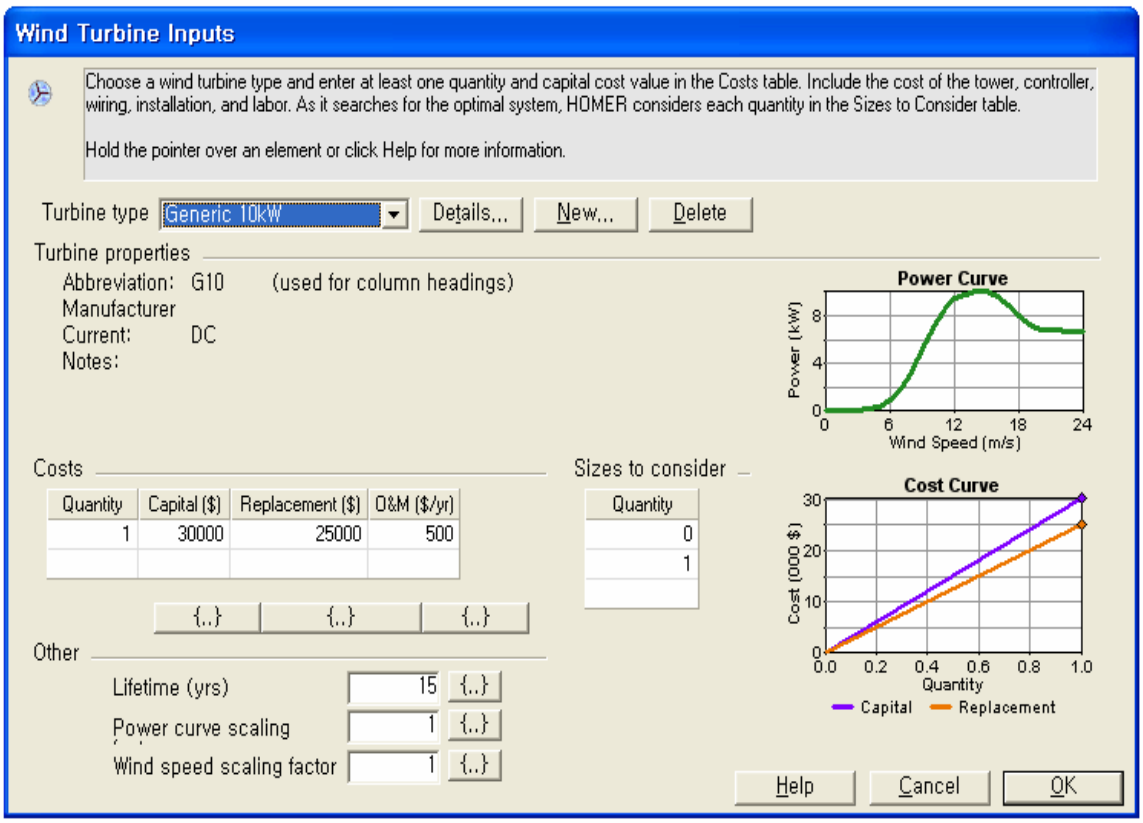
- 입력 인자 : 발전용량, 발전단가당 투자비, 교체비용, 유지보수 비용, 연료명, 구성성분(기 입력된 DB에 의해 자동 선정, 수정가능)



[그림 Ⅱ-11] 발전기 입력 화면

◦ Wind turbine 입력 예제

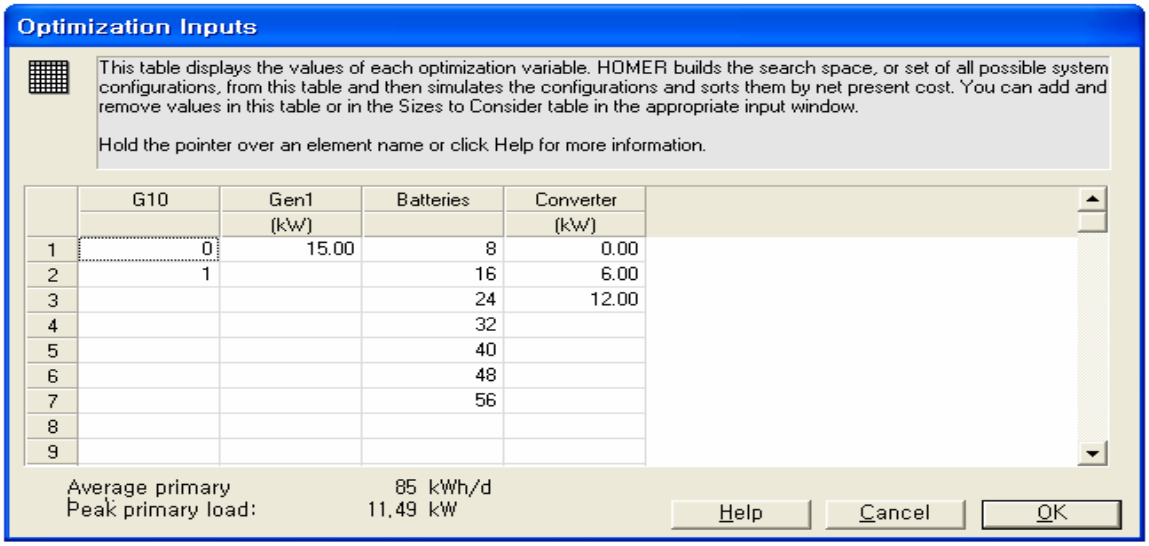
- 입력인자 : 발전용량, 발전단가당 투자비, 교체비용, 유지보수 비용 등
- Wind Turbine형식은 DB화되어 있고, 기종을 선택하면 power curve는 자동 계산



[그림 Ⅱ-12] Wind turbine 입력 화면

◦ 출력화면

- 입력요소 현황 : Wind Turbine, 발전기, battery, converter 설치 대수별 각 경우를 가정하여 simulation

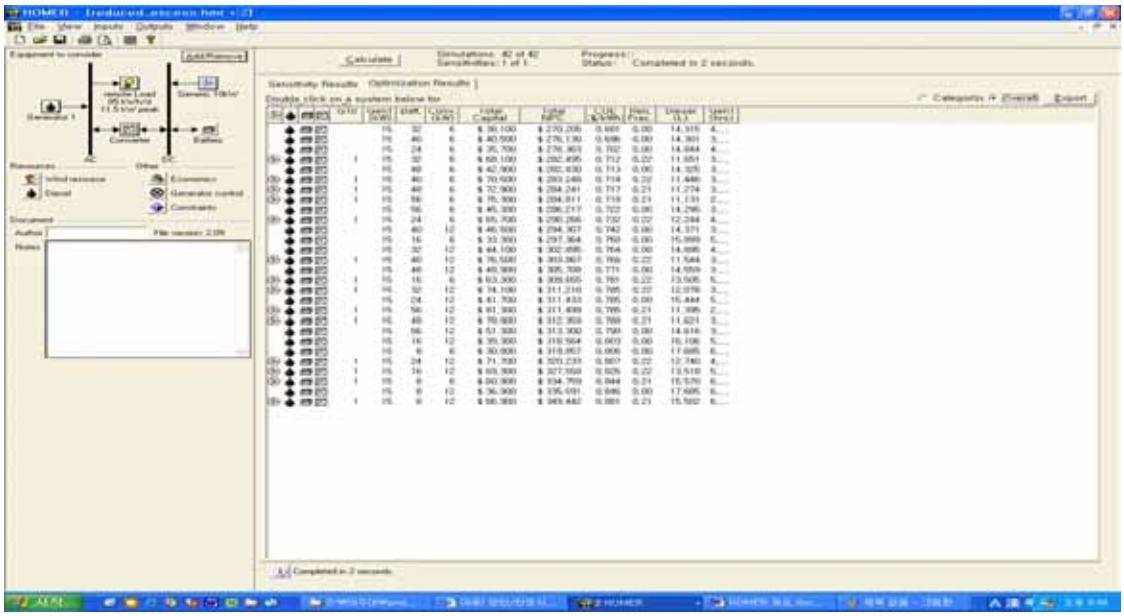


[그림 Ⅱ-13] 입력 요소 현황 화면

◦ Simulation 결과

- 화면 좌측 상단에 간단한 시스템 구성을 나타내고

- 각 경우별로 NPV(Net Present Value)등을 표시



[그림 Ⅱ-14] Simulation 결과

◦ Simulation의 상세 결과

Sensitivity Results | Optimization Results

Double click on a system below for

Categoriz

G1U	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Total Capital	Total NPC	COE ($/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
	15	32	6	$ 38,100	$ 270,205	0.681	0.00	0.00	14,315	4,146
	15	40	6	$ 40,500	$ 276,130	0.696	0.00	0.00	14,301	3,901
	15	24	6	$ 35,700	$ 278,363	0.702	0.00	0.00	14,844	4,772
1	15	32	6	$ 68,100	$ 282,495	0.712	0.22	0.00	11,651	3,571
	15	48	6	$ 42,900	$ 282,830	0.713	0.00	0.00	14,325	3,709
1	15	40	6	$ 70,500	$ 283,248	0.714	0.22	0.00	11,446	3,265
1	15	48	6	$ 72,900	$ 284,241	0.717	0.21	0.00	11,274	3,010
1	15	56	6	$ 75,300	$ 284,811	0.718	0.21	0.00	11,131	2,851
	15	56	6	$ 45,300	$ 286,217	0.722	0.00	0.00	14,295	3,616
1	15	24	6	$ 65,700	$ 290,266	0.732	0.22	0.00	12,244	4,135
	15	40	12	$ 46,500	$ 294,307	0.742	0.00	0.00	14,371	3,940
	15	16	6	$ 33,300	$ 297,364	0.750	0.00	0.00	15,899	5,767
	15	32	12	$ 44,100	$ 302,895	0.764	0.00	0.00	14,895	4,505
1	15	40	12	$ 76,500	$ 303,867	0.766	0.22	0.00	11,544	3,327
	15	48	12	$ 48,900	$ 305,708	0.771	0.00	0.00	14,559	3,831
1	15	16	6	$ 63,300	$ 309,655	0.781	0.22	0.00	13,505	5,075
1	15	32	12	$ 74,100	$ 311,210	0.785	0.22	0.00	12,078	3,829
	15	24	12	$ 41,700	$ 311,433	0.785	0.00	0.00	15,444	5,165
1	15	56	12	$ 81,300	$ 311,499	0.785	0.21	0.00	11,395	2,931
1	15	48	12	$ 78,900	$ 312,359	0.788	0.21	0.00	11,621	3,199
	15	56	12	$ 51,300	$ 313,300	0.790	0.00	0.00	14,616	3,673
	15	16	12	$ 39,300	$ 318,564	0.803	0.00	0.00	16,106	5,898
	15	8	6	$ 30,900	$ 319,857	0.806	0.00	0.00	17,685	6,981
1	15	24	12	$ 71,700	$ 320,233	0.807	0.22	0.00	12,740	4,448
1	15	16	12	$ 69,300	$ 327,558	0.826	0.22	0.00	13,518	5,116
1	15	8	6	$ 60,900	$ 334,759	0.844	0.21	0.00	15,570	6,277
	15	8	12	$ 36,900	$ 335,591	0.846	0.00	0.00	17,685	6,981
1	15	8	12	$ 66,900	$ 349,442	0.881	0.21	0.00	15,502	6,246

[그림 Ⅱ-15] Simulation 세부 결과 일부

Simulation Results

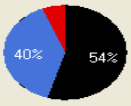
System
15 kW Generator 1
32 Trojan L16P
6 kW Inverter
6 kW Rectifier

Cycle Charging

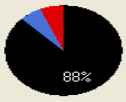
Total NPC: $ 270,205
Levelized COE: $ 0.681/kWh

Cost | Electrical | Generator 1 | Battery | Hourly Data

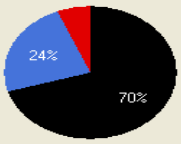
Capital + Repl.: $ 11,062/yr



O&M + Fuel: $ 10,076/yr



Total Annualized: $ 21,137/yr



Generator 1
Battery
Converter

Component	Initial Capital ($)	Annualized Capital ($/yr)	Annualized Replacement ($/yr)	Annual O&M ($/yr)	Annual Fuel ($/yr)	Total Annualized ($/yr)
Generator 1	22,500	1,760	4,277	3,110	5,726	14,873
Battery	9,600	751	3,645	640	0	5,036
Converter	6,000	469	159	600	0	1,229
Totals	38,100	2,980	8,081	4,350	5,726	21,137

Help | Close

[그림 Ⅱ-16] Simulation 세부결과 요약 형태

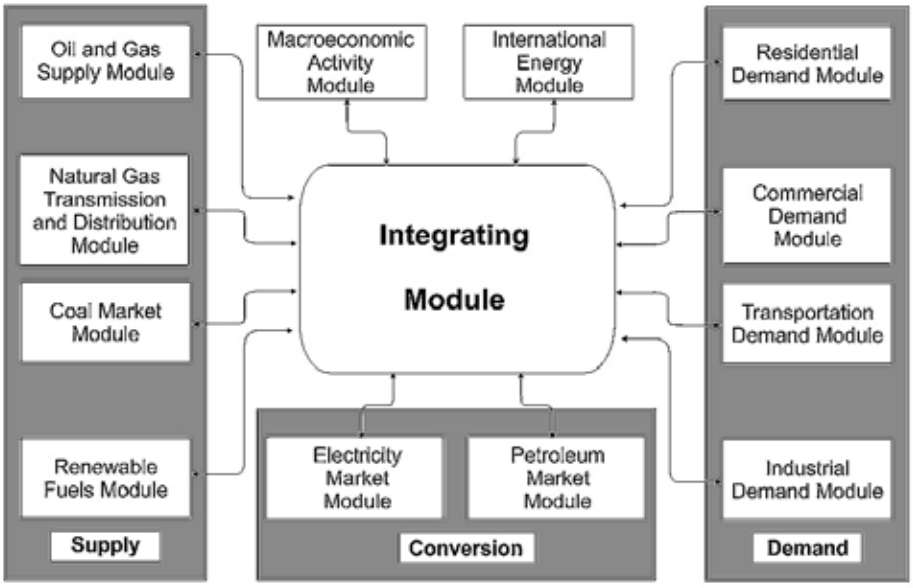
2.3. NEMS (National Energy Modelling System)

◦ NEMS는 미국 DOE 산하 EIA에서 사용하고 있는 중장기 에너지 전망 모형이다. NEMS 형식의 모형은 알고리즘을 구성한 뒤 컴퓨터 언어를 이용하여 이를 구성한다. 따라서, 미국의 형편에 맞는 고유한 NEMS가 존재하듯 국내 상황에 맞는 고유한 모형을 구성할 수 있다. 먼저 NEMS에 대하여 살펴본 뒤, 국내 상황을 반영한 모형에 관하여 알아보도록 한다.

◦ NEMS 형식의 모형 구성 개요

- NEMS는 거시경제/금융변수에 대한 가정, 기술선택 기준에 대한 가정, 에너지관련 기술의 비용조건에 대한 가정, 인구/세대변화에 대한 가정 하에서 에너지의 생산, 수입, 변환, 소비와 에너지 가격에 대하여 미리 정하여진 기간까지 예측을 하는 데 사용하고 있다. 모형은 13개의 세부모듈로 구성되어 있다.

- 통합모듈과 하부구조



[그림 Ⅱ-17] National Energy Modeling System

· 수요부문(4개) : 가정부문(residential demand module), 상업부문(commercial

demand module), 산업부문(industrial demand module), 운송부문 (transportation demand module)

· 공급부문(4개) : 석탄(coal market module), 재생연료(renewable fuels module), 원유 및 가스 공급(oil and gas supply module), 천연가스 수송 및 배급(natrual gas transmission and distribution module)

· 에너지변환부문(2개) : 정유부문(petroleum market module), 전력부문(electricity market module, EMM)

· 국제에너지시장모듈(international energy module)

· 거시경제모듈(macroeconomic activity module)

· 통합모듈(integrating module)-배출가스 하부모듈(the emissions policy submodule)을 포함하며 각 모듈을 연계하여 NEMS의 해를 구한다.[3)]

- 신 · 재생에너지부문(Renewable Fuel Module, RFM)은 하부모듈로 biomass, conventional hydroelectricity, geothermal, landfill gas, solar photovoltaics, solar thermal, wind 등의 신 · 재생에너지원별 모형을 구성하고 있으며, 대부분의 신 · 재생에너지원들은 전력발전에 사용되므로 RFM은 일차적으로 EMM과 상호연관성을 갖도록 설정되어 있다.[4)]

3) 13개 모듈의 관계에 대해 자세한 내용은 EIA(2003, p. 10)을 참조바람.

4) 자세한 신 · 재생에너지부문 모듈(RFM)의 구조에 대해서는 EIA(2003, p. 50)을 참조바람.

2.4. 각 도구별 비교 평가

2.4.1. 신·재생에너지 경제성 분석 도구

구분			HOMER		VIPOR	hybrid 2		RET Screen	
용도			풍력, 태양광등을 재원하여 단독으로 운영되는 hybrid power system의 최적 설계 및 운영을 위한 simulation 프로그램 (optimization model for distributed power)		지역전력공급시스템의 설계를 위하여 독립형(풍력 등) 또는 배전망 노선 비교 검토	homer와 유사		풍력, 태양광등의 renewable 에너지를 전력원으로 하는 시스템의 에너지 생산량, life-cycle cost 및 greenhouse gas 방출량 등을 평가할 수 있도록 지원하는 프로그램	
개발자			미국 NREL(national renewable Energy Laboratory)			NREL, University of Massachusetts		Canada, Renewable Energy Decision Support Center	
주요 입력요소 및 출력물 종류			공통	해당설비		공통	해당설비	공통	해당설비
입력요소	전력원	광전지	설비용량(kw) 투자액(capital, $/kw) 교체비용(replacement) 유지보수 비용($/yr) 설비 수명	slope/추적장치유무		homer와 유사하나 보다 상세한 시스템의 기술사양이 필요함		설비용량(kw) 투자액(capital, $/kw) 교체비용(replacement) 유지보수 비용($/yr) 설비 수명	Homer와 유사, generator에 대한 simulation model 은 없음
		wind turbine							
		hydro		효율/수두/유량					
		battery		battery type					
		converter							
		electrolyser							
		generator		부하율					
		Biomass Heating	해당사항 없음		-해당지역의 지리적 특성 -부하량데 : 부하량, 요금, 지리좌표 -발전량데 : 투자비, O&M비용, 지리좌표				
		Passive Solar Heating							
		Ground-Source Heat pump							
		Solar Water Heating							
		grid	연결지점에서의 전력단가 등					해당사항 없음	
	부하		시간대별 부하량						
	resource	solar radiation	일조량					각 발전원별로 설비 설치지역에 대한 정보 (일사량, 풍량 등) 입력 가능	
		wind	월별 풍속						
		hydro	유량						
		fuel	price($/l)						
	sensitivity 조정		연료가 연등 및 풍속변화 등의 영향 검토를 위하여 범위를 주어 simulation가능					해당사항 없음	
출력물	simulation결과 (입력요소의 각 경우 별로)		총 투입 capital	투자금 회수기간, project 수행 비용등이 분석안됨	전력공급 방식에 따른 비용, 수익 등을 비교 배전망 포시(그의 부의의 경우 풍력, 태양 등 독립형)			총 투입 capital	
			total NPC (net present cost)					total NPC (net present cost)	
			전력생산 단가($/kw)					전력생산 단가($/kw)	
			연료량						
			발전기 가동시간						
			부하대비 임의간격						
			carbon emmission					carbon emmission	
장단점			전력원이 network과 연동될 시 최적 시스템 구성 및 최적 운영방법등을 제시함		특정지역의 전력공급 방식에 대한사전 조사 용도로 사용 가능	homer는 system의 설비구성 조합을 최적(경제적)으로 할 수 있도록 simulation 하는 반면(economic optimization tool), hybrid는 시스템 구성요소에 보다 기술적인 사항이입력되어져야 함(engineering design tool)		재생 에너지를 전력원으로 할 때 투자비 등의 비용분석 및 financing을 검토할 수 있으나 다른 전력원(network등)과 연동될 시 최적 시스템 구성 및 최적 운영방법등을 검토할 수 없음	

[그림 Ⅱ-18] 신 · 재생에너지 경제성 분석 도구 비교

2.4.2. 에너지부문 범용 프로그램

에너지부문의 분석 도구인 LEAP과 NEMS를 비교하면 다음과 같다.

<표 Ⅱ-3> LEAP과 NEMS의 비교

비교항목	LEAP	NEMS
프로그램명	Long-range Energy Alternative Planning System	National Energy Modelling System
개발자	Stockholm Environment Institute(미)	DOE 산하 EIA
용도	-energy-environment modelling tool · 에너지 정보 관리 · 장기 에너지수급 · 환경 등 측면의 정책효과 분석 등	-광범위한 정책분석을 지원하기 위한 충분한 모델링의 세부자료 제공 -시장조건의 변화에 대한 전체 에너지시스템의 반응을 보기 위해서 국내 에너지 시장들의 중요한 상호관련성 파악 -에너지모델링 시스템의 개발, 유지 및 사용을 촉진
주요 입력내용	-시나리오 구성 · 인구, 경제성장, 에너지정책 등 -데이터 입력 · 용도별 수요, 오염물질 배출량 등	-지역별 지열자원의 품질 자료 -지역별 풍력자원의 품질자료 -설비이용(용량) -기술비용과 성능파라메터 -매립지 가스의 양 -도시고체폐기물 관리유형
주요 출력내용	-수요, 에너지전환, 에너지원, 비용, 환경 등의 측면을 시나리오, 연료 등 항목별로 비교	-에너지생산 용량 -초기투자비용 -운영비용(목재 공급가격 포함) -용량 -이용 가능한 용량 -바이오매스 연료비용

주 : NEMS의 13개 모듈 모두에 대한 입출력내용은 너무 방대하므로 신·재생에너지모듈(Renewable Fuel Module)의 내용만 예시함.

2.5. 종합비교

위에서 신·재생에너지 경제성 분석과 에너지 부문 분석을 위한 도구에 관하여 알아보았다. 신·재생에너지만을 위한 분석 도구는 나름대로의 장단점이 있음을 파악할 수 있었으며, 에너지부문의 거시적 분석 도구 역시 그만의 장단점이 있음을 알 수 있다.

여기서는 두 분석 방법의 장단점을 파악하고 본 연구의 최종 목적을 달성하기 위하여 두 방법을 어떠한 방법으로 이용할 것인가에 대한 지침을 정하고자 한다. 우선 두 분석 방법론의 장단점은 <표 Ⅱ-4>와 같다.

두 분석방법은 각각의 장점이 있으나 경제성분석 도구는 거시경제적 효과에 대한 추정이

불가능하고 수리적 모형은 거대 DB가 요구되는 단점이 있다.

<표 Ⅱ-4> 분석방법에 따른 장단점 비교

구분	경제성분석	수리적 모형
장점	-세부적 저감수단의 우선순위 평가 -명확하고 이해하기 쉬운 구조 -객관성이 높고 이론적 배경이 강함 -결과에 대한 검증이 용이 -경제성이 우선되는 사업에 매우 유용한 의사결정 자료 제공	-에너지부문이나 경제전체에 대한 영향분석이 가능 -기술변화 등 불확실성이 내재된 의사결정에 접근 가능 -비교적 상세한 결과도출 가능 -신·재생에너지 보급과 관련된 정책 목표, 전략의 반영이 가능
단점	-기초 자료를 구하기 힘든 경우에는 적용이 불가능 -에너지부문이나 경제전체에 대한 영향분석이 곤란 -정책목표, 전략반영이 불가능	-모형구성, 입력자료 및 평가과정에 상당한 시간 및 노력 요구 -시행착오를 범할 수 있음 -결과는 모형의 논리구조에 의하여 결정됨

Ⅲ. 본 연구의 신·재생에너지 경제성 평가방법

1. 기존 평가 프로그램과의 차별성

본 연구는 신재생에너지 경제성분석을 위한 국내외 도구를 비교 · 검토하고 중 국내 실정에 맞는 최적의 프로그램을 개발하는 것을 목표로 하고 있다. 특히, 신재생에너지 원별로 경제성평가 모델을 개발하고 검증하는 것이 주요 개발 내용으로, RFP(2004년 3월)상에는 주 개발 대상 에너지원으로 '태양열 신선외기 난방', '태양열 온수난방', '태양광 발전', '풍력발전', '지열냉난방'의 경제성 평가모델을 개발하는 것으로 계획되어 있다.

본 연구에서는 RFP에 계획되어 있는 대로 '풍력발전', '태양광 발전', '태양열 온수난방'의 경제성 평가 모델을 개발하였으며, 에너지관리공단과의 협의를 통해 '태양열 신선외기 난방'대신, '소수력'의 경제성 평가 모델을 개발하였다. 추가적으로 '지열냉난방'의 경제성분석 모델은 한국건설기술연구원의 신현준 박사에게 자문을 의뢰하여, RETScreen을 통한 경제성 분석 방법을 부록에 첨부하였다.

본 연구에서 개발한 '신재생에너지 경제성 분석 프로그램'은 RETscreen의 알고리즘을 토대로 Gauss Engine을 통해 계산이 이루어지도록 되어있으며, Visual C++로 GUI가 구현되어 있다. RETscreen의 알고리즘을 분석하여 구현되었기 때문에 입력 데이터가 동일할 경우 경제성 분석결과가 RETscreen의 결과와 거의 동일하게 분석된다. 본 개발 프로그램은 RETscreen 기능을 완벽히 구현함과 동시에 RETscreen이 안고 있는 몇 가지 한계를 보완하고자 하였다.

1) 기초 Database의 제공

RETscreen은 현재 다국어로 번역되어 196개국에 보급되어 사용되고 있는 프로그램이나 국제적으로 호환될 수 있는 Database를 제공한다고 주장하고 있다. 하지만 접속가능한 NASA의 DB는 일사량자료 등에 대해 한반도를 네개 권역으로 나누어 자료를 제공하는 등의 한계를 안고 있다. 따라서 본 프로그램에서는 국내 신재생 프로젝트의 경제성 분석 시, 사용자가 참조할 수 있도록 기상청에서 관측한 풍속, 일사량, 기온 등의 기후 Data를 기본 Database로 제공하고 있다. 풍력의 경우 72개 지점의 풍속자료('99.1.1~'04.12.31)를, 태양광

의 경우에는 16개 도시에 대한 과거 5개년(2000년 ~ 2004년) 시간대별 일사량 자료를, 태양열의 경우 72개 지역의 5년간 월별 월평균 수평면 1일 일사량('99~'04년) 자료를 분석의 기본 data로 사용하였다. 이들 기상청 데이터는 본 과제를 통해 구매한 data로, 이의 공개에는 저작권 침해 등의 문제가 우려될 수 있다. 따라서 기상 data를 최소한으로 제공하며 사용자가 참조할 수 있도록 각 모듈 별로 몇 가지 Case Study data를 제공하고자 한다. 풍력의 경우 현재 강릉, 서울, 서산, 청주, 대전, 포항, 대구, 전주, 광주, 부산, 목포, 제주, 영주 등 14개 지역의 풍속 데이터를 제공하고 있다. 태양열의 경우에는 춘천, 강릉, 서울, 원주, 서산, 청주, 대전, 포항, 대구, 전주, 광주, 부산, 목포, 제주, 진주, 영주지역 등 16개 지역의 일사량 및 기온 데이터를 제공한다.

기상청 관측 자료는 각 모듈의 프로젝트가 입지할 현장지역에서 측정한 것이 아니기 때문에 실제와는 괴리가 있을 수 있고, 정확한 경제성 분석이 이루어지지 않을 수 있다. 그러나 관련된 현장 데이터를 구하기 힘든 상황을 감안할 때 최대한 활용할 수 있는 자료임을 밝혀둔다.

2) 외기조건의 확률적인 모형 구현

RETscreen의 각 모듈은 그 구성상 deterministic 한 모형으로 외기조건에 따른 에너지생산량의 변화 및 순현재가치, IRR(internal Rate of Return) 등의 변화가능성을 고려하지 못하고 있다. 풍속, 일사량 등의 외기조건은 에너지생산량의 계산 시 이들 외기조건의 변화가 가져올 수 있는 변동성을 간과할 수 없다. 즉, RETScreen과 같이 단순히 평균값만을 적용하는 것은 에너지생산량 계산에서 발생할 수 있는 외기조건 변화에 따른 불확실성을 제대로 감안하지 못하는 방법이라 할 수 있다. 이러한 문제를 보완하기 위해서 본 개발 프로그램에서는 불확실성을 감안한 확률적 방법론이 동원된 형태의 모형을 개발하였다. 프로그램 상에서 사용자가 직접 Bootstraping 횟수와 모집단의 신뢰구간을 입력하게 하고, 결과로 나타나는 에너지생산량을 확률적 분포 하에서 이해함으로써 풍속, 일사량 등 외기조건의 변화에 따라 변동가능한 재무재표의 변화를 살펴볼 수 있도록 프로그램을 구현하였다.

3) 기준가격분석

본 프로그램에서는 추가적으로 프로젝트에 적합한 기준가격의 분석이 가능하게 구현되어 있다. 현재 한국은 대체에너지발전전력의 촉진을 위한 발전차액지원제도를 시행하고 있으며, 중유발전설비 이용율에 따른 회피비용방식으로 책정된 기준가격을 지원하고 있다. 회피비용방식으로 책정된 기준가격은 신 · 재생에너지의 적정한 구매가치를 반영하지 못할 가능성이 있으며, 지속가능한 재원마련 문제가 발생할 수 있다는 점에서 합리적인 기준가격산정 방식에 관한 연구들이 진행되고 있다.

이와 같은 연구로 김정완외(2004) 산업자원부 연구보고서가 있으며, 발전원가를 고려하여 기준가격을 계산하고 있다. 김정완외(2004)는 각 신 · 재생에너지원의 할인율별(6%～7%), 설비이용률별, 정부보조지원 여건별로 생산원가를 산정하고 있다. 생산원가 산정공식은 현재가치법을 이용하여 수명기간동안 투입될 총비용을 현재가치화하고 설비수명기간동안 생산될 전기나 열에너지를 할인율로 할인하여 총 현가비용을 할인된 물량의 합으로 나누어 비용을 산정한다. 이 연구에서는 에너지생산량을 위해 설비이용률의 크기를 가정하는데, 설비이용률은 년간 총 발전량을 동일 설비로 생산할 수 있는 년간 총 최대 발전가능량으로 나누어 산정되기 때문에 설비이용률이 조금만 변화해도 기준가격이 크게 달라질 수 있다는 문제가 있다.

기준가격은 신재생에너지 사업자의 수입을 결정하는 가격이 된다는 점에서 신재생에너지 경제성을 결정하는 중요한 요소 중 하나로 볼 수 있다. 본 프로그램에서 사용한 NPV 식을 응용하여 순현재가치(NPV)를 0으로 만드는 기준가격을 역산하는 방법은 다음과 같다.

$$NPV = \sum_{i=0}^{n}[\frac{B(i)+GHG(i)}{(1+r)^i}] - [C_o + \sum_{i=0}^{n}\frac{OM(i)}{(1+r)^i}]$$

식에서 앞항은 수익합계를, 뒷항은 비용합계를 나타낸다. 가장 단순한 수입의 미래가치를 살펴보면, 우선 GHG 감축에 따른 이득을 제외한 경우 $B(i)$는 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$B(i) = Pi \times Qi$$

여기서 Pi 는 신재생에너지의 기준가격, Qi는 해당 신재생에너지의 생산량이다. 이 때 NPV = 0 로 두고, 내부수익률 IRR 을 구하는 식을 다른 각도에서 살펴보면 우리는 기준가

격 Pi를 쉽게 구해 볼 수 있음을 알 수 있다.

$$NPV = 0 = \sum_{i=0}^{n} \frac{P_i Q_i}{(1+r)^i} - \left[C_0 + \sum_{i=0}^{n} \frac{OM(i)}{(1+r)^i} \right]$$

이 기준가격산정 방식은 독일이나 프랑스, 그리고 위에서 살펴본 김정완외(2004)의 가격산정 방식과 같은 발전원가에 근거한 산정방식이라 할 수 있다. 그러나 김정완외(2004) 연구에서는 에너지생산량을 위해 설비이용률의 크기를 가정하는데 비해 본 프로그램에서는 각 프로젝트의 현장조건을 고려하여 에너지 생산량을 계산한다는 점에서 차이가 있다.

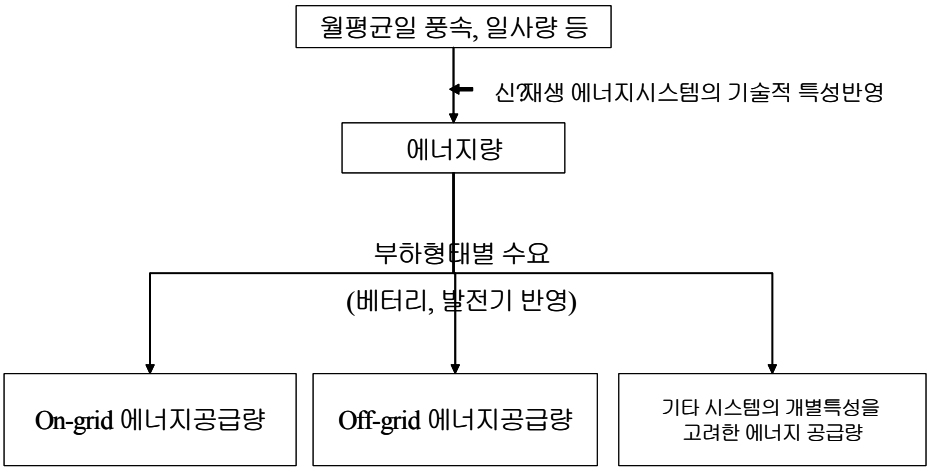
프로그램 상에서 사용자는 분석의 결과화면에서 초기 투자비별, 년간 생산전력별, 유지보수비별 기준가격의 내부수익률을 확인할 수 있다. 이와 같은 기준가격분석은 발전차액지원제도 등 국가 신재생에너지 보급인센티브정책의 참고자료로 활용할 수 있을 것이다.

4) 기타 사항

이러한 분석모형의 기능과 더불어 사용자가 쉽게 프로그램을 이용할 수 있도록 사용자를 배려하고자 하였다. 사용자 편의를 위해 프로그램 상에서 모든 입력변수에 대한 자세한 설명을 볼 수 있도록 하여 입력변수를 쉽게 이해할 수 있도록 구현하였다. 입력항목에 커서를 가져다 대면 자세한 설명이 나타나게 된다. 또한 RFP에 계획되어 있는 대로 국제호환형 경제성 프로그램의 개발을 위해 1차년도 프로그램은 이미 영문과 중국어로 프로그램이 구현되어 있으며, 2차년도 버전도 개발이 완료되는 대로 본 프로젝트와는 별도로 영문버전과 중국어버전으로 확장할 계획을 갖고 있다.

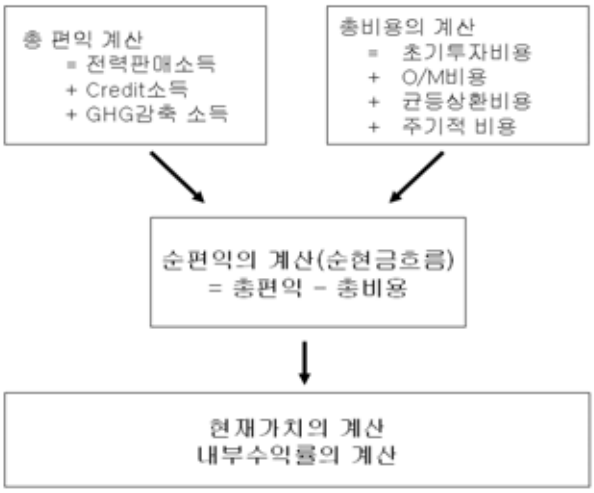
2. 신·재생에너지 원별 경제성 평가방법의 개요

2.1. 에너지 생산량 산출 함수(풍력, 태양광, 기타)



[그림 Ⅲ-1] 에너지 생산량 계산흐름

2.2. 신·재생에너지 재무분석 함수



[그림 Ⅲ-2] 재무분석 Flowchart

신・재생에너지의 재무부분은 비용부문과 수익부문으로 나누어진다. 수익부문은 생산된 전력의 판매로 인한 수입, 온실가스 저감으로 인한 수입(Credit income)으로 구성되고, 비용부문은 사업계획의 타당성 조사, 시스템 설계, 터빈 등의 시스템 구매비용(Initial investment)과 정기적인 설비 유지보수(O/M), 부채 상환 등의 비용 등으로 구성된다. 경제성을 분석하기 위한 순편익, 현재가치, 내부수익률 등은 다음과 같이 구해진다. 순편익은 수익부문의 총합에서 비용부문의 총합을 빼어 도출한다. 순 현재가치는 다음의 식과 같이 구성되며, 내부수익률은 이 현재가치를 0으로 만드는 수익률로 도출되어 진다.

$$NPV = \sum_{i=0}^{n} [\frac{B(i) + GHG(i)}{(1+r)^i}] - [C_o + \sum_{i=0}^{n} \frac{OM(i)}{(1+r)^i}]$$

B(i) : 전력 판매 수입

GHG(i) : 연간 온실가스 배출 저감에 따른 수입

C_o : 초기투자비

$OM(i)$: 연간 유지보수(O&M) 비용

r : 할인율

n : 풍력터빈 예상수명

2.3. 경제성분석을 위한 초기조건

① 총비용(Total cost)의 계산

비용(cost)은 초기투자비용(Initial investment)과 유지보수관리비용(O/M), 균등상환(Annual pay-back), 주기적비용(Periodic cost)의 합으로 계산되어 진다.

◦ 초기투자비

- 초기투자비는 프로젝트를 실행하기 위해 필요한 초기의 투자비용을 나타낸다. 초기투자비는 프로젝트의 타당성분석연구과 설계, 필요한 장비 구입 및 공사비용 등

을 포함한다.

◦ 유지보수 관리비

- O/M은 발전소 설비 등의 유지관리와 관련하여 발생하는 비용을 나타낸다. O/M 비용의 항목으로는 대지 임대료, 재산세, 보험료, 유지검사 비용, 부품교체비용 및 인건비, 온실가스 모니터링 비용 등이 포함된다.

◦ 균등상환비용

- 균등상환비용은 매년 지불해야하는 부채상환비용을 의미한다. 부채는 투자비와 부채비율의 곱으로 계산되어진다.

◦ 주기적 비용

- 주기적인 비용(periodic cost)은 설비 오버홀(Overhaul) 등 프로젝트의 작업조건을 유지하기 위해 규칙적인 간격으로 발생하는 비용을 의미한다.

② 총편익(Total benefit)의 계산

편익(Benefit)은 전력판매소득(sale income), 온실가스저감소득(GHG reduction income) 등의 변수의 합으로 계산되어진다.

◦ 전력판매소득

- 전력판매소득은 풍력발전을 통해 생산된 전력을 판매하여 얻을 수 있는 소득을 의미한다. 에너지공급량과 에너지 판매단가로 계산되어 진다. E_D(RE delivered)는 프로젝트를 통해 실제 공급할 수 있는 에너지 공급량으로 Energy Saving과 같다. 실제 공급할 수 있는 에너지량(E_D)는 순 에너지량(E_C)와 송전망의 에너지 흡수율(μ; wind energy absorption rate)을 곱하여 계산되어진다.

$$E_D = E_C \times \mu$$

◦ 온실가스 저감 소득

- 온실가스배출저감으로 확보할 수 있는 배출권의 판매수입이 수익에 반영된다.

3. 풍력 시스템의 경제성 분석 방법 Manual

3.1. 풍력 시스템의 경제성 분석의 개요

풍력 시스템의 경제성 평가는 비용부문과 수익부문으로 나누어진다. 수익부문은 생산된 전력의 판매로 인한 수입, 온실가스 저감 및 정부지원 등으로 인한 수입으로 구성되고, 비용부문은 사업계획의 타당성 조사, 시스템 설계, 터빈 등의 시스템 구매비용과 정기적인 설비 유지보수, 부채 상환 등의 비용 등으로 구성된다.

이 프로그램의 각종 수입 및 비용 계산 procedure는 물가 상승률 등의 각종 입력된 escalation rate를 반영, 년 단위로 복리 계산하여 사업기간동안 현금흐름 및 내부수익률, 순현재가치 등을 보여주도록 하였다. 경제성 분석의 모형은 다음과 같으며, 프로젝트 순 현재가치는 앞항의 수익부문 현금흐름의 현재가치와 뒷항의 비용부문 현금흐름의 현재가치로 구성됨을 보여준다.

$$NPV = \sum_{i=0}^{n}[\frac{B(i)+GHG(i)}{(1+r)^i}] - [C_o + \sum_{i=0}^{n}\frac{OM(i)}{(1+r)^i}]$$

B(i) : 전력 판매 수입

GHG(i) : 연간 온실가스 배출 저감에 따른 수입

C_o : 초기투자비

$OM(i)$: 연간 유지보수(O&M) 비용

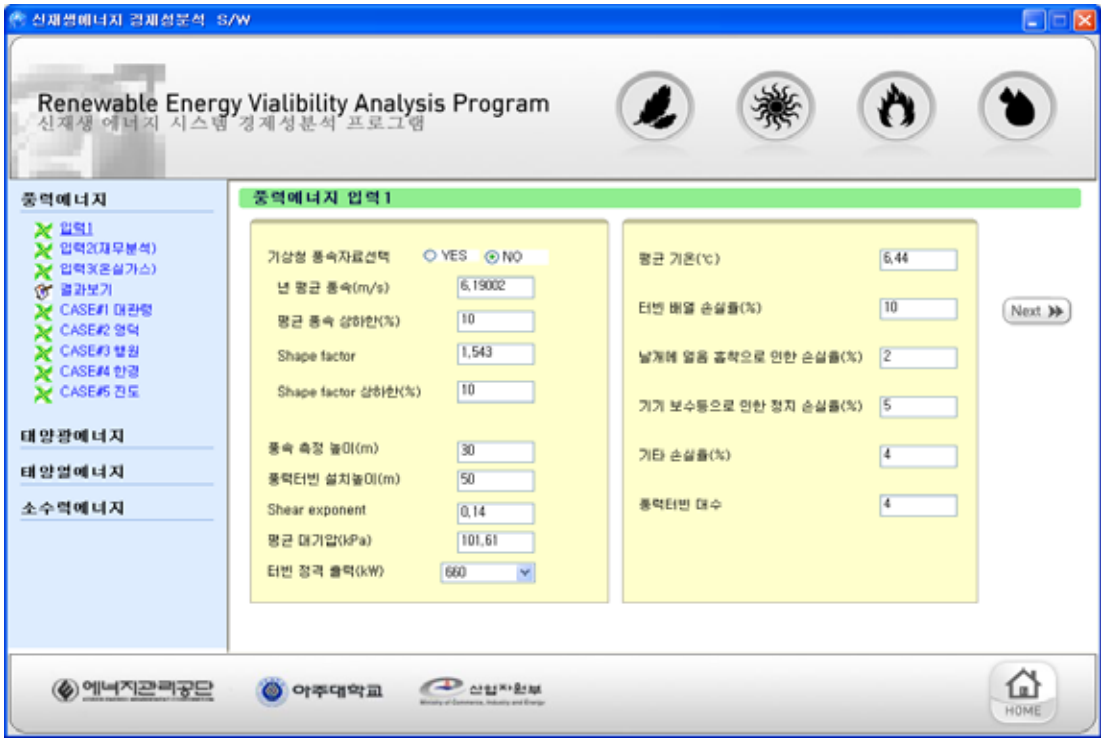
r : 할인율

n : 프로젝트 기간

따라서 이후에는 풍력발전량 산출을 위한 입력요소 및 산출방법을, 또 재무분석을 위한 입력요소 및 분석방법에 대하여 설명한다.

3.1.1. 풍력 발전량 산출

풍력터빈을 설치할 지점의 평균풍속, shape factor 등을 입력으로 하여 연간 풍속분포를 Weibull 분포함수로 구하고, 손실률 등을 반영하여 연간 풍력 발전량을 구하게 된다.



[그림 Ⅲ-3] 풍력 시스템 발전량 산출 입력화면

① 년 평균 풍속 지역 선택 여부(기상대 관측 자료 이용 여부)

이 모델은 '99~'04년간 기상청에서 측정한 일부 지점의 시간별 풍속자료를 제공 한다. '년 평균 풍속지역 선택'항에서 'Yes'를 선택하면, 사용자는 특정 지역을 선택, 그에 따른 분석 결과를 확인할 수 있으며, 이때는 Bootstrapping 횟수 및 모집단의 신뢰구간을 반드시 입력하여야 한다, Bootstrapping 횟수가 많을수록 무작위로 표본 추출하는 횟수가 증가하므로 그에 따라 시간도 많이 소요된다. 기상청 관측 자료는 풍력발전 후보지에 대하여 풍속 측정한 것이 아니므로 뒤의 표에서 확인할 수 있듯이 풍속이 다소 낮아 경제성이 없다고 분석되는 경우가 대다수 일 것이다.

'년 평균 풍속지역 선택'항에서 'No'를 선택하면, 사용자는 평균풍속 및 이것의 상하한 값 등을 입력하여야 한다. 이 모델은 평균값 및 상하한 값 3가지의 경우에 대한 경제성 분석 결과를 제공한다.

② 년 평균 풍속(m/s)

풍력터빈을 설치할 지점의 평균 풍속으로, 이 값을 이용하여 연간 풍속 분포를 Weibull 분포함수로 구한다. 또한 연간 풍력 발전량을 구하여 전력판매 수익 및 온실가스 저감량 등을 계산하게 된다.

Weibull 확률분포함수는 다음 식으로 표현되며, scale factor 및 shape factor의 함수이다.

$$p(v) = (\frac{k}{C}) \times (\frac{v}{C})^{k^{-1}} \times exp[-(\frac{v}{C})^{k}]$$

$$C = \frac{V_h}{\Gamma(1+\frac{1}{k})}$$: scale factor, Γ는 gamma함수

$p(x)$: 풍속 x가 발생할 확률

k : shape factor

V_h : 터빈 허브에서의 풍속

③ Shape Factor

1~3 범위의 값으로, 값이 적을수록 풍속분포는 평균풍속 주변에서 넓게, 값이 클수록 좁게 분포된다.

shape factor 및 연 평균풍속은 Weibull 분포함수의 누적밀도함수를 이용, 회귀분석 하는 방법으로 다음의 수식을 이용할 수 있다.

[Weibull 분포함수의 누적밀도 함수]

Weibull 분포함수 누적밀도함수는 $F(x)=\int_0^{\infty}\frac{k}{C}\left(\frac{x}{C}\right)^{k-1}\exp\left\{-\left(\frac{x}{C}\right)^{k}\right\}dx$ 가 된다.

$u=(\frac{x}{C})^{k}$ 라 하면

$du=\frac{k}{C}(\frac{x}{C})^{k-1}dx$ 및 $(\frac{x}{C})^{k-1}=u^{\frac{k-1}{k}}$ 이며 이를 대입 적용하면

$F(x)=\int_0^{\infty}\frac{k}{C}u^{\frac{k-1}{k}}\exp(-u)\frac{1}{\frac{k}{C}u^{\frac{k-1}{k}}}du$가 되며,

따라서 누적밀도함수는 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$F(x)=1-exp[-(\frac{x}{C})^{k}]$$

[Weibull 분포함수의 계수 추정]

위 식을 정리하여 양변에 두 번 자연 log를 취하면

$ln(-ln(1-F(x)))=klnx-klnC$ 가 된다.

선형회귀분석을 위하여 $Y=ln(-ln(1-F(x)))$, $X=lnx$ 라 하면

$Y=kX-klnC$ 가 되고, 여기서 $klnC$는 상수항이므로

$\begin{pmatrix} Y_1 \\ \vdots \\ Y_n \end{pmatrix}=\begin{pmatrix} 1 & X_1 \\ \vdots & \vdots \\ 1 & X_n \end{pmatrix}\begin{pmatrix} b_0 \\ b_1 \end{pmatrix}$라 할 수 있다.

최소자승법(Least Square Method)을 적용하면, $\boldsymbol{b}=\begin{pmatrix} b_0 \\ b_1 \end{pmatrix}=(X'X)^{-1}X'Y$ 로 표현되며 shape factor k 및 scale factor C 는 다음 식으로 구하였다.

$$k=b_1 \qquad C=exp(\frac{-b_0}{b_1})$$

[Weibull 분포함수의 평균 풍속]

풍속 x의 확률이 $p(x)$라 하면 평균풍속은 $\bar{x}=\int_0^\infty xp(x)\ dx$의 형태가 되고 이를 적용하면

$\bar{x}=\int_0^\infty x\frac{k}{C}\left(\frac{x}{C}\right)^{k-1}\exp\left\{-\left(\frac{x}{C}\right)^k\right\}dx$이고, 이를 정리하면

$\bar{x}=\int_0^\infty k\left(\frac{x}{C}\right)^k\exp\left\{-\left(\frac{x}{C}\right)^k\right\}dx$이 된다. 여기서

$u=(\frac{x}{C})^k$ 라 하면

$du=\frac{k}{C}(\frac{x}{C})^{k-1}dx$ 및 $(\frac{x}{C})^{k-1}=u^{\frac{k-1}{k}}$ 이며 이를 대입 적용하면

$\bar{x}=\int_0^\infty ku\exp\{-u\}\frac{C}{k}u^{\frac{1-k}{k}}du$ 가 되며, 정리하면

$\bar{x}=C\int_0^\infty u^{\frac{1}{k}}e^{-u}du$ 가 된다.

gamma 함수는 $\Gamma(n)=\int_0^\infty x^{n-1}e^{-x}dx$ 로 정의되므로 이를 활용하면

평균풍속 $\bar{x}=C\Gamma(1+\frac{1}{k})$ 로 표현된다.

기상청 풍속자료('99.1.1~'04.12.31)에 위 관계식을 적용, 서울 등 72개 지점의 shape factor 및 연 평균풍속을 회귀분석법으로 구하여 <표 Ⅲ-1>에 정리하였다. 여기에는 풍속에 대해서 1000회 무작위 표본추출 하는 방법을 이용, 90%의 신뢰구간을 만족하는 shape factor 및 연 평균풍속의 값(평균 및 상하한)도 더불어 표시하였다. 90% 신뢰구간을 갖는 모평균은 다음 식으로 구하였다.

$$\overline{X}-t_{\alpha/2,\nu}\frac{s}{\sqrt{n}}<\mu<\overline{X}+t_{\alpha/2,\nu}\frac{s}{\sqrt{n}}$$

관측지점이 숫자로 표시된 것에 대해 기상 관측지점 일람표를 <표 Ⅲ-2>에 보였다.

<표 Ⅲ-1> 관측 지점별 shape factor 및 평균풍속 회귀분석 결과

관측지점	회귀분석에 의한 shape factor			회귀분석에 의한 평균풍속			5년산술 평균풍속
	평균	하한	상한	평균	하한	상한	
90	1.517	1.421	1.614	2.388	2.297	2.479	2.364
95	1.187	1.143	1.230	1.630	1.559	1.702	1.754
98	1.202	1.141	1.263	1.558	1.486	1.631	1.610
100	1.475	1.414	1.536	3.953	3.770	4.136	4.191
101	1.207	1.139	1.276	1.166	1.117	1.215	1.200
105	1.617	1.523	1.711	2.808	2.686	2.929	2.858
106	1.507	1.383	1.632	2.746	2.627	2.865	2.696
108	1.586	1.486	1.685	2.046	1.961	2.130	2.137
112	1.467	1.348	1.585	2.644	2.519	2.769	2.695
114	1.200	1.156	1.244	0.957	0.916	0.997	0.975
115	1.436	1.365	1.506	3.009	2.866	3.152	3.053
119	1.352	1.242	1.462	1.805	1.720	1.889	1.920
121	1.181	1.144	1.217	1.344	1.290	1.398	1.406
127	1.214	1.158	1.270	1.546	1.481	1.611	1.599
129	1.272	1.154	1.391	2.437	2.315	2.559	2.610
130	1.767	1.546	1.987	3.723	3.524	3.922	3.523
131	1.392	1.309	1.474	1.839	1.763	1.914	1.874
133	1.266	1.142	1.390	2.169	2.057	2.281	2.217
135	1.274	1.219	1.329	2.479	2.368	2.589	2.701
136	1.213	1.170	1.256	1.466	1.407	1.525	1.531
138	1.992	1.749	2.236	3.079	2.897	3.260	3.013
140	1.533	1.446	1.619	3.927	3.727	4.126	3.907
143	1.628	1.441	1.814	2.170	2.073	2.266	2.252
146	1.619	1.500	1.737	2.074	1.980	2.168	2.132
152	1.341	1.192	1.490	1.841	1.760	1.923	1.948
155	1.413	1.181	1.645	1.802	1.731	1.872	1.931
156	1.395	1.248	1.541	2.171	2.059	2.284	2.199
159	1.670	1.506	1.835	3.494	3.309	3.678	3.541
162	1.260	1.018	1.501	2.282	2.162	2.403	2.351
165	1.584	1.445	1.723	4.080	3.840	4.320	4.028
168	1.474	1.336	1.613	4.399	4.119	4.679	4.614
169	1.619	1.406	1.832	5.719	5.289	6.149	5.627
170	1.491	1.387	1.596	3.916	3.716	4.117	4.011
184	1.550	1.209	1.891	3.357	3.151	3.563	3.220
185	1.755	1.591	1.919	8.204	7.689	8.719	7.770
189	1.693	1.519	1.867	3.049	2.867	3.232	2.993
192	1.160	1.006	1.314	1.314	1.256	1.372	1.404
201	1.367	1.300	1.435	1.632	1.566	1.698	1.723
202	1.056	0.977	1.135	0.990	0.939	1.040	0.988
203	1.207	1.117	1.298	1.272	1.216	1.328	1.300
211	1.284	1.236	1.332	1.638	1.574	1.701	1.760
212	1.105	1.047	1.164	1.056	1.013	1.100	1.075
216	1.199	1.104	1.295	1.504	1.441	1.567	1.602
221	1.182	1.127	1.238	1.437	1.378	1.495	1.515
226	1.065	1.020	1.109	1.230	1.174	1.285	1.258
232	1.216	1.159	1.273	1.607	1.537	1.677	1.674
235	1.259	1.161	1.357	2.003	1.899	2.106	2.046
236	1.134	1.061	1.207	1.213	1.164	1.263	1.239
238	1.124	1.041	1.207	1.092	1.042	1.143	1.116
243	1.166	1.049	1.283	1.377	1.315	1.439	1.421
244	1.095	1.021	1.169	1.174	1.122	1.226	1.194
245	1.090	0.965	1.214	1.025	0.975	1.076	1.023
247	1.063	0.976	1.150	1.251	1.196	1.306	1.291
248	1.184	1.117	1.251	1.505	1.440	1.569	1.621
256	1.076	0.996	1.156	1.012	0.963	1.060	1.017
260	1.174	1.095	1.253	2.030	1.930	2.130	2.164
261	1.190	1.087	1.293	2.159	2.051	2.267	2.315
262	1.122	1.069	1.175	1.450	1.374	1.526	1.490
265	1.703	1.483	1.923	3.059	2.867	3.250	3.114
271	1.187	1.102	1.271	1.206	1.163	1.249	1.247
272	1.170	1.134	1.206	2.121	2.022	2.220	2.270
273	1.231	1.183	1.279	1.574	1.508	1.639	1.628
277	1.423	1.366	1.480	2.822	2.712	2.932	2.924
278	0.952	0.885	1.019	0.958	0.907	1.010	0.942
279	1.201	1.136	1.265	1.365	1.303	1.427	1.410
281	1.194	1.127	1.261	1.655	1.581	1.729	1.762
284	1.088	1.016	1.161	1.243	1.186	1.300	1.289
285	1.046	0.843	1.249	1.109	1.037	1.181	1.152
288	1.165	1.054	1.276	1.345	1.291	1.399	1.394
289	1.017	0.978	1.056	1.456	1.367	1.545	1.514
294	1.274	1.185	1.363	1.533	1.467	1.599	1.624
295	1.247	1.105	1.388	1.519	1.450	1.589	1.539

자료: 기상청 ('99.~'04)

<표 Ⅲ-2> 지상 기상 관측지점 일람표(List of the surface synoptic stations)

지점번호 Station No.	관 측 지 점 Station		북 위 Lat.(N)	동 경 Long.(E)	H (m)	Hb (m)	ht (m)	ha (m)	hr (m)
090	속 초	Sokcho	38°15′	128°34′	17.8	18.8	1.8	11.8	0.6
095	철 원	Cheorwon	38°09′	127°18′	154.2	154.5	1.8	12.9	0.5
098	동 두 천	Dongducheon	37°54′	127°04′	112.5	112.4	1.7	14.1	0.6
099	문 산	Munsan	37°53′	126°46′	30.1	31.4	1.5	10.0	0.4
100	대 관 령	Daegwallyeong	37°41′	128°46′	842.5	844.0	1.5	10.0	1.6
101	춘 천	Chuncheon	37°54′	127°44′	76.8	77.7	1.6	9.8	0.6
102	백 령 도	Baengnyeongdo	37°58′	124°38′	144.4	157.9	2.0	10.0	0.6
105	강 릉	Gangneung	37°45′	128°54′	25.9	26.5	1.7	13.8	0.5
106	동 해	Donghae	37°30′	129°08′	39.6	37.5	1.5	10.0	0.6
108	서 울	Seoul	37°34′	126°58′	85.5	86.2	1.5	10.0	0.2
112	인 천	Incheon	37°28′	126°38′	68.9	70.3	1.4	14.0	0.5
114	원 주	Wonju	37°20′	127°57′	149.8	150.5	1.6	10.0	0.5
115	울 릉 도	Ulleungdo	37°29′	130°54′	220.9	219.9	2.1	10.0	0.5
119	수 원	Suwon	37°16′	126°59′	33.6	34.8	1.5	20.0	0.7
121	영 월	Yeongwol	37°11′	128°28′	239.8	236.9	1.8	10.5	0.6
127	충 주	Chungju	36°58′	127°53′	69.1	70.7	1.5	10.0	0.5
129	서 산	Seosan	36°46′	126°30′	25.9	26.9	1.4	20.2	0.5
130	울 진	Uljin	36°59′	129°25′	49.4	50.6	1.8	13.0	0.6
131	청 주	Cheongju	36°38′	127°27′	57.4	59.2	1.5	19.0	0.5
133	대 전	Daejeon	36°22′	127°22′	68.3	71.5	1.6	22.8	0.6
135	추 풍 령	Chupungnyeong	36°13′	128°00′	242.5	244.8	1.5	20.7	0.5
136	안 동	Andong	36°34′	128°43′	139.4	141.4	1.5	10.0	0.6
137	상 주	Sangju	36°24′	128°09′	99.9	100.0	1.5	10.0	0.4
138	포 항	Pohang	36°02′	129°23′	1.9	3.6	1.6	15.2	0.6
140	군 산	Gunsan	35°59′	126°42′	25.6	30.7	1.5	18.0	0.6
143	대 구	Daegu	35°53′	128°37′	57.6	59.0	1.5	10.0	0.6
146	전 주	Jeonju	35°49′	127°09′	53.5	55.2	1.5	18.4	0.6
152	울 산	Ulsan	35°33′	129°19′	34.7	35.5	1.5	12.4	0.6
155	마 산	Masan	35°11′	128°34′	11.3	4.9	1.5	17.6	0.6
156	광 주	Gwangju	35°10′	126°54′	70.5	73.7	1.5	17.5	0.6
159	부 산	Busan	35°06′	129°02′	69.2	69.9	1.7	17.8	0.6
162	통 영	Tongyeong	34°51′	128°26′	31.7	32.7	1.5	15.2	0.6
165	목 포	Mokpo	34°49′	126°23′	37.9	39.0	1.5	15.5	0.6
168	여 수	Yeosu	34°44′	127°45′	66.1	67.3	1.5	20.8	0.6
169	흑 산 도	Heuksando	34°41′	125°27′	79.4	82.5	1.5	10.0	0.6
170	완 도	Wando	34°24′	126°42′	34.9	35.4	1.5	15.4	0.6
175	진 도	Jindo	34°28′	126°19′	476.6	477.6	1.5	10.0	0.5
184	제 주	Jeju	33°31′	126°32′	20.0	22.6	1.8	15.0	0.5
185	제주고층	Jeju Upper	33°17′	126°10′	71.2	73.2	1.8	10.0	0.5
189	서 귀 포	Seogwipo	33°15′	126°34′	50.5	52.4	1.8	10.0	0.5
192	진 주	Jinju	35°12′	128°07′	21.3	22.6	1.5	10.0	0.6

H : 노장의 해발높이 (Height of observation field above mean sea level)

Hb : 기압계의 해발높이 (Height of barometer above mean sea level)

ht : 온도계의 높이 (Height of thermometer above the ground)

ha : 풍속계의 지상높이 (Height of anemometer above the ground)

hr : 우량계의 지상높이 (Height of raingauge above the ground)

지점번호 Station No.	관 측 지 점 Station		북 위 Lat.(N)	동 경 Long.(E)	H (m)	Hb (m)	ht (m)	ha (m)	hr (m)
201	강 화	Ganghwa	37°42′	126°27′	45.7	47.0	1.5	9.7	0.6
202	양 평	Yangpyeong	37°29′	127°30′	47.0	48.0	1.5	10.3	0.5
203	이 천	Icheon	37°16′	127°29′	77.8	79.8	1.5	10.0	0.5
211	인 제	Inje	38°03′	128°10′	198.6	199.9	1.7	9.7	0.6
212	홍 천	Hongcheon	37°41′	127°53′	140.6	141.2	1.6	12.5	0.6
216	태 백	Taebaek	37°10′	128°59′	713.4	714.7	1.5	16.0	0.6
221	제 천	Jecheon	37°09′	128°12′	263.2	264.5	1.5	13.3	0.6
226	보 은	Boeun	36°29′	127°44′	174.1	175.5	1.5	10.0	0.5
232	천 안	Cheonan	36°47′	127°07′	24.9	26.1	1.5	22.0	0.5
235	보 령	Boryeong	36°19′	126°34′	15.3	17.0	1.5	22.0	0.5
236	부 여	Buyeo	36°16′	126°55′	11.3	13.6	1.5	10.0	0.5
238	금 산	Geumsan	36°06′	127°29′	171.3	172.9	1.5	10.0	0.6
243	부 안	Buan	35°44′	126°43′	10.7	12.1	1.5	10.1	0.6
244	임 실	Imsil	35°37′	127°17′	246.9	248.0	1.5	10.0	0.6
245	정 읍	Jeongeup	35°34′	126°52′	44.1	45.6	1.5	18.4	0.5
247	남 원	Namwon	35°24′	127°20′	89.7	91.1	1.5	10.0	0.7
248	장 수	Jangsu	35°39′	127°31′	407.0	408.3	1.5	10.0	0.6
256	순 천	Suncheon	35°04′	127°14′	74.4	74.4	1.5	14.0	0.7
260	장 흥	Jangheung	34°41′	126°55′	45.2	46.7	1.5	14.3	0.7
261	해 남	Haenam	34°33′	126°34′	13.7	15.3	1.5	10.0	0.6
262	고 흥	Goheung	34°37′	127°17′	53.3	55.0	1.5	10.0	0.6
265	성 산 포	Seongsanpo	33°23′	126°53′	18.6	20.5	1.8	10.2	0.6
271	춘 양	Chunyang	36°56′	128°55′	321.5	322.9	1.5	13.0	0.6
272	영 주	Yeongju	36°52′	128°31′	210.2	211.6	1.5	10.0	0.6
273	문 경	Mungyeong	36°37′	128°09′	170.4	171.0	1.5	10.0	0.6
277	영 덕	Yeongdeok	36°32′	129°25′	41.2	42.5	1.6	10.0	0.6
278	의 성	Uiseong	36°21′	128°41′	81.1	82.2	1.5	10.0	0.6
279	구 미	Gumi	36°08′	128°19′	47.9	49.3	1.5	10.0	0.5
281	영 천	Yeongcheon	35°58′	128°57′	94.1	96.1	1.5	10.0	0.5
284	거 창	Geochang	35°40′	127°55′	220.9	222.6	1.5	10.0	0.6
285	합 천	Hapcheon	35°34′	128°10′	32.7	34.3	1.5	10.0	0.6
288	밀 양	Miryang	35°29′	128°45′	12.6	14.7	1.5	10.0	0.5
289	산 청	Sancheong	35°25′	127°53′	138.6	140.5	1.5	16.5	0.6
294	거 제	Geoje	34°53′	128°36′	45.3	45.6	1.5	10.0	0.5
295	남 해	Namhae	34°49′	127°56′	44.4	45.7	1.5	10.0	0.5

본 모델은 서울 등 72개 지점의 풍속자료('99.1.1~'04.12.31)를 database로 하여 작동된다. 사용자는 회귀분석을 하여 적정신뢰구간의 평균풍속 및 shape factor를 구할 수 있으며, 무작위 표본 추출하는 횟수도 선택할 수 있다. 본 모델은 난수 생성 시 seed값을 제공하였으므로 지점별로 표본 추출하는 횟수만 동일하다면 회귀 분석한 결과도 동일하다. 또 무작위 표본 추출하는 과정이 다소 시간을 요하므로 간편 방법으로 평균풍속 및 shape factor의 상하한 값 및 그 중간 값을 사용자가 입력할 수 있도록 하여 빠른 시간 내 풍력발전의 경제성 분석이 가능하도록 하는 방법도 제공되었다.

④ 풍속측정 높이(m)

년 평균 풍속을 측정한 지점의 높이로, 설치할 풍력터빈의 높이 차에 따라 풍속이 달라지므로 이를 보정하기 위해 필요하다.

⑤ 풍력 터빈 설치 높이(m)

풍력단지에 설치할 수평축 형식의 터빈 Hub 높이로, 높을수록 풍속이 빨라짐에 따라 더 많은 에너지를 얻을 수 있으나 설치비용이 증가한다. 전형적인 Hub 높이는 6~100m이다.

⑥ Shear Exponent

평균풍속 측정 높이와 설치할 풍력터빈의 높이 차에 따라 풍속이 달라지므로 이를 보정하는 계수이다.

풍속 측정높이와 터빈 hub 높이차에 따른 보정 식은 다음과 같다.

$$V_h = V_m \left(\frac{H_h}{H_m}\right)^a$$

V_m : 측정위치에서의 풍속

H_H : 터빈 허브의 높이

H_m : 측정위치의 높이

a : wind shear exponent

이 계수는 지표면의 거칠기 및 대기의 안정도와 관련되고, 0.05~0.5 범위의 값을 가지며, 사막 또는 해양등과 같이 돌출부문이 없는 지역에서는 0~0.13, 도시지역 같은 곳에서는 0.4이다.

일반적으로 0.14를 적용하며(one-seventh power law), 이는 지표면 거칠기가 낮은 조건에 해당하고, 풍력단지의 지형 특성을 정확히 파악하지 않았을 때 적용할 수 있는 값이다.[5)]

에너지기술연구원에서 측정한 영덕 등 4개 지점[6)]의 시간별 풍속자료를 이용, 아래 식으

5) 참조: 덴마크 풍력산업 협회, 홈페이지(http://www.windpower.org)
Akpinar, E. Kavak and S. Akpinar(2004)

6) 한국에너지 기술연구원에서 측정한 자료로 각 각의 측정지점은 다음과 같다.
영덕: 경북 영덕군 영덕읍 창포리 산 29

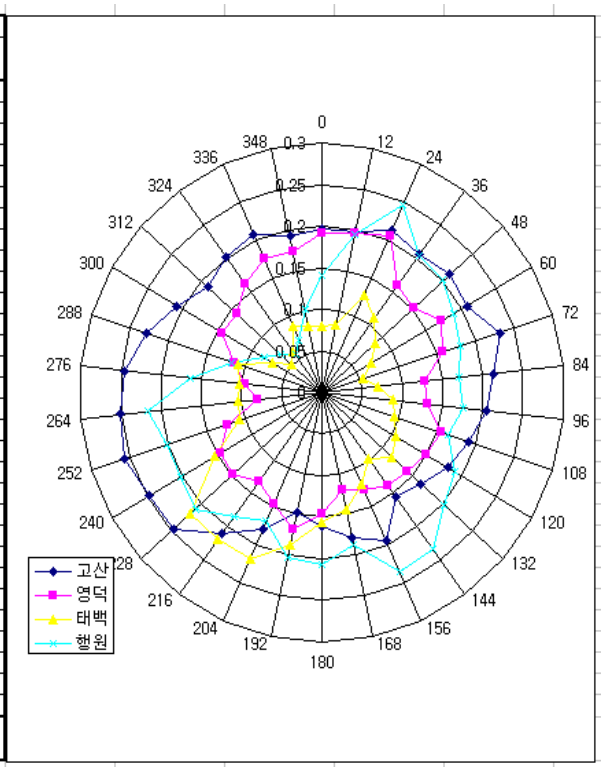
로 변형하여 shear exponent를 구한 결과를 참고로 보였다. 구한 값 중 0 이하이거나 0.4를 초과하는 자료는 측정상의 오류로 판단해서 제외하였다. 풍향별 발생빈도 및 Shear Exponent를 도시하였고, 발생빈도를 반영 가중 평균한 Shear Exponent를 정리하였다.

$$\alpha = \frac{\ln(V_h) - \ln(V_m)}{\ln(H_h) - \ln(H_m)}$$

<표 Ⅲ-3> 지점별 Shear Exponent

구분	영덕	행원	한경	태백
평균 Shear Exponent	0.150	0.140	0.214	0.100

구분	고산		영덕		태백		행원	
풍향(deg)	발생빈도	Shear exponent	발생빈도	Shear exponent	발생빈도	Shear exponent	발생빈도	Shear exponent
0	298	0.196	131	0.191	221	0.079	126	0.14
12	241	0.199	203	0.197	140	0.083	123	0.193
24	140	0.214	294	0.206	112	0.128	78	0.247
36	76	0.205	707	0.159	99	0.11	134	0.204
48	73	0.212	680	0.152	97	0.089	220	0.202
60	97	0.206	449	0.171	129	0.071	273	0.188
72	103	0.232	702	0.158	171	0.054	321	0.179
84	183	0.213	716	0.127	338	0.07	378	0.171
96	176	0.205	324	0.131	222	0.088	275	0.176
108	304	0.189	215	0.156	229	0.095	208	0.165
120	293	0.179	220	0.149	175	0.105	182	0.19
132	239	0.164	313	0.142	87	0.117	135	0.203
144	163	0.156	305	0.139	108	0.099	95	0.233
156	130	0.195	409	0.129	131	0.121	68	0.235
168	97	0.178	380	0.121	83	0.144	73	0.187
180	74	0.161	279	0.146	76	0.156	59	0.206
192	92	0.148	167	0.167	76	0.186	90	0.204
204	76	0.18	111	0.145	102	0.219	59	0.17
216	150	0.21	76	0.133	119	0.219	45	0.184
228	291	0.246	68	0.148	187	0.218	65	0.21
240	397	0.245	52	0.146	258	0.152	93	0.201
252	523	0.256	54	0.124	413	0.107	134	0.201
264	700	0.251	56	0.08	522	0.103	240	0.217
276	610	0.245	76	0.095	679	0.101	494	0.164
288	513	0.228	133	0.114	915	0.109	660	0.117
300	394	0.207	131	0.143	834	0.069	730	0.083
312	355	0.19	208	0.143	300	0.05	836	0.067
324	365	0.202	211	0.161	415	0.061	583	0.056
336	258	0.209	152	0.176	334	0.087	258	0.069
348	305	0.191	147	0.173	205	0.081	135	0.102
합계 or 평균	7716	0.214	7969	0.150	7777	0.100	7170	0.140



[그림 Ⅲ-4] 풍향별 발생빈도 및 Shear Exponent

행원: 제주도 북제주군 구좌읍 행원리
한경: 제주도 북제주군 한경면 고산리
태백: 강원도 태백시 창죽동 산1-118

⑦ 평균 대기압(kPa)

풍력터빈 설치 지점의 년 평균 대기압으로, 공기 밀도는 풍력터빈의 생산량에 영향을 미치므로 이를 보정하기 위한 것이다.

⑧ 터빈 정격 출력(kW)

풍력터빈의 특성으로 정격풍속에서의 발전기 출력이며, 터빈 제작사에 의해 제공되는 값이다. 본 프로그램에서는 kW당 투자비를 입력으로 하여 총 투자비 계산 및, 터빈 출력 특성 곡선 선정 등에 활용된다.

터빈 출력 특성 곡선 자료는 2000, 1750, 1650, 850, 660, 600kW 풍력 터빈에 대해 풍력 터빈 시장 점유율 세계 1위인 덴마크 Vestas사 터빈자료를 이용, DB로 구축하여 활용되도록 하였다.

이 터빈 출력 특성 및 앞의 평균풍속에 따른 Weibull 풍속분포를 이용, 다음 식에 따라 손실률 등을 반영하지 않은 연간 풍력발전량을 본 프로그램은 구한다.

$$E = 24 \times 365 \times \sum_{v=0}^{25} P_v \; p(v)$$

E : 보정하지 않은 연간 전력 생산량 (kWh)

P_x : 풍속 x에서의 터빈 출력(kW)

$p(x)$: 풍속 x가 발생할 확률

⑨ 평균 기온(℃)

풍력터빈 설치 지점의 년 평균 기온으로, 공기 밀도는 풍력터빈의 생산량에 영향을 미치므로 이를 보정하기 위한 것이다.

평균 대기압 및 기온을 반영하고 손실률을 반영하지 않은 연간 풍력발전량은 다음식과 같다.

$$E_G = E\frac{P_m}{P_s}\frac{T_s}{T_m}$$

E_G : 손실률을 반영하지 않은 연간 전력 생산량(kWh)

P_m 및 T_m : 측정된 평균대기압(kPa) 및 평균 기온(℃)

P_s 및 T_s : 표준대기압(101.3kPa) 및 표준절대 온도(288.1°K)

⑩ 터빈 배열 손실률(%)

풍력터빈이 1기 이상 운영될 때 상호작용으로 인하여 모든 터빈이 동일한 풍력을 이용할 수 있는 것은 아니므로, 이로 인한 손실률로서 0~20% 범위를 가진다. 1기만 운영된다면 이 손실률은 0이고, 8기 이하로 터빈 배치가 잘 되었다면 손실률은 5% 이하가 될 것이다.

⑪ 터빈 날개에 얼음 흡착 등으로 인한 손실률(%)

벌레, 얼음 등이 터빈 날개에 흡착되어 누적되면 터빈의 성능에 영향을 미칠 것이고, 이는 세척작업 및 Heating 작업으로 개선할 수 있다. 이 손실률은 0~10% 범위를 가진다.

⑫ 기기 보수 등으로 인한 정지 손실률(%)

정기 예방점검 및 보수 등의 계획에 따른 풍력터빈 미가동 요인을 반영하는 손실률로 2~7%의 범위를 가진다.

⑬ 기타 손실률(%)

위 3항목 이외의 손실률로 풍력 터빈 기동 및 정지 손실, 돌풍(gust)의 고풍속으로 인한 터빈 정지, 풍력터빈 현장에서 배전망까지의 송전 손실 등을 반영하여야 하며 2~6%의 범위

를 가진다.

위의 손실률들을 반영한 최종 전력은 아래 식으로 계산되고, 이는 전력망에 송전되는 전력량으로 본 프로그램에서 전력판매량으로 이용된다.

$$E_{re} = E_G(1-\lambda_a)(1-\lambda_i)(1-\lambda_d)(1-\lambda_m)$$

E_{re} : 각 종 손실률 등을 반영한 연간 전력 생산량(kWh)

λ_a : 풍력 터빈 배열 손실률(0~20%)

λ_i : 풍력 터빈 blade에 결빙 또는 분진 흡착으로 인한 손실률(0~10%)

λ_d : 설비보수 등으로 인한 정지 손실률(2~7%)

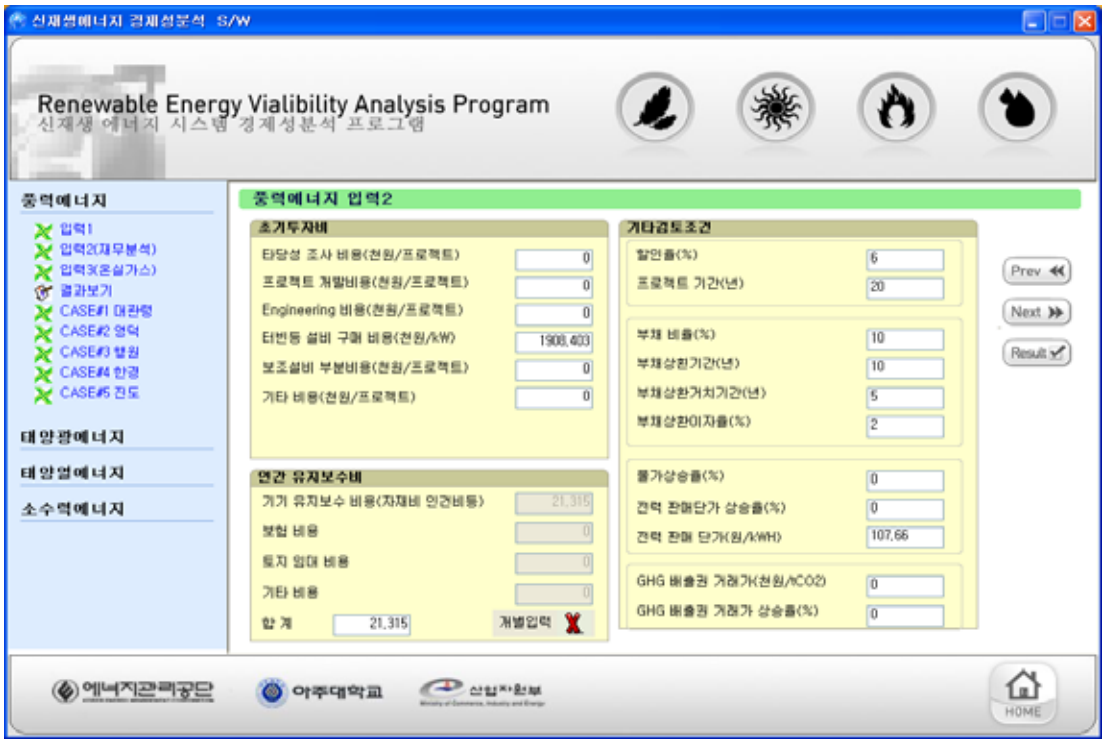
λ_m : 터빈의 기동 등 시 발생하는 손실 등의 기타 손실률(2~6%)

⑭ 풍력터빈 대수

위에서 구한 전력량은 풍력터빈 1기당의 전력 생산량이므로, 풍력단지가 다수의 풍력터빈으로 구성될 때는 그 댓 수를 곱하여 총 전력량을 산출하게 되고, 이 값이 본 프로그램의 재무분석에 이용된다.

3.1.2. 풍력 발전의 재무분석

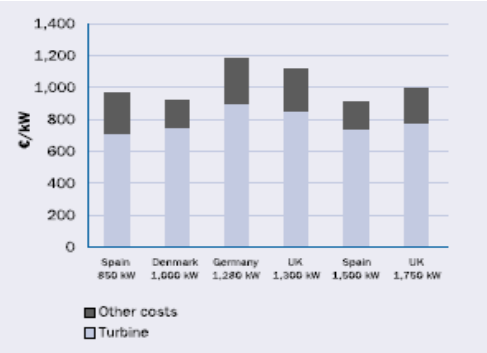
생산된 전력의 판매로 인한 수입, 온실가스 저감 등으로 인한 수입을 수익부문으로 하고, 사업계획의 타당성 조사, 시스템 설계, 터빈 등의 시스템 구매비용과 정기적인 설비 유지보수, 부채 상환 등의 비용을 비용부문으로 하여 재무분석을 하게 된다.

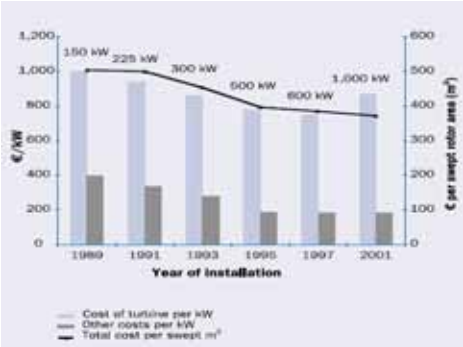


[그림 Ⅲ-5] 풍력 시스템 재무분석 입력화면

① 초기투자비

초기투자비는 풍력터빈 구입비, 기초공사비, 전력계통 연계 및 장비공사비, 도로건설비등으로 구성된다. 유럽 풍력협회(EWEA, Europe Wind Energy Association) 자료에 따르면 이 비용은 아래 그림에서 보는 바와 같이 국가별로, 풍력발전 규모별로 다소 상이하나 대략 900~1,150€/kW 범위이며, 시간이 지남에 따라 기술진보로 kW당 투자비가 감소함을 알 수 있다. 2001년에 풍력터빈 단가가 상승한 것은 초기 개발에 따른 규모의 경제가 이루어지지 않은 것으로 추정된다.





[그림 Ⅲ-6] 풍력발전 초기투자비 통계 곡선

*자료 : EWEA(2003)

1) 타당성 조사비용

이 프로그램을 이용하여 어떤 Project가 타당하다고 판단되더라도 보다 상세한 타당성 조사가 이루어져야 할 것이며, 이를 반영하는 비용이다. 여기에는 현장조사비용, 풍력자원 평가에 소요되는 비용, 환경평가 비용, 예비설계 비용 등이 반영되어야 한다.

2) Project 개발(Development) 비용

타당성 조사를 통하여 어떤 Project가 타당하다고 판단되면 Project 개발(Development) 절차가 필요하며 이를 반영하는 비용이다. 여기에는 생산된 전력에 대한 판매 협상 비용, Project 수행에 따른 각종 구축물의 건설 허가 등을 얻기 위한 비용, 토지 임대 또는 구매 비용, 온실가스 저감에 따른 제 3자의 확인 비용, 금융조달 비용, 기타 Project 관리 비용 등이 반영되어야 한다.

3) Engineering 비용

토목, 기계, 전기부문 상세 설계비용 및 감리비용 등이 반영되어야 한다.

4) 터빈 등 설비 구매 비용

Tower를 포함한 풍력 터빈 및 관련 예비품 구매비용 및 운송비용 등을 말하며, 여기에는 배전망에 접속하기 위한 변압기, 차단기 및 제어반등의 구매비용도 포함되어야 한다. 일반적으로 총 비용의 50% 이상을 차지한다.

5) 기타 비용

위 5개 항목에 포함되지 않은 기타 비용을 말하며, 교육훈련비, 설비가 이상 없음을 보장하는 commissioning 비용, 우발적 위험 비용(contingency cost) 및 건설기간중의 이자 등이 포함된다.

② 년간 유지보수비

이 비용은 보험료, 설비 정기 보수비용, 예비품 확보비용, 행정비용 등을 포함하는 것으로 유럽 풍력협회는 풍력 터빈 예상수명 기간 동안 생산된 전력량 kWh당 1.2~1.5 c€ 정도인 것으로 추정된다고 하였다.

1) 설비 유지보수 비용 (백만원)

풍력터빈 및 송전선로 등의 유지보수를 위한 자재 및 예비품 등의 구매 비용과 인건비를 포함한다.

2) 보험 비용 (백만원)

연간 납부하는 보험료를 말한다.

3) 토지 임대비용 (백만원)

풍력 발전 사업을 영위하기 위한 연간 토지 임대비용을 말한다.

4) 기타 비용 (백만원)

위 항목들에 반영되지 않은 비용으로 온실가스 저감에 따른 제 3자 확인에 필요한 비용, 사회에 기부하기 위해 유보하는 비용 및 기타 행정 비용 등을 포함하여야 한다.

③ 기타 재무분석을 위한 입력 요소

물가상승 및 부채상환 조건 등을 반영한 재무분석을 위하여 [그림 Ⅲ-5]의 '기타검토조건'의 항목이 입력요소로 고려되어야 한다.

◦ 할인율(%)

- 할인율은 현재가치를 얻기 위해서 미래현금흐름을 할인한 비율을 의미한다. (적용 범위 예: 일반적으로 6~11%, 북미지역 3~18%)

◦ 프로젝트 기간(년)

- Project life는 프로젝트의 수명기간으로, 프로젝트가 시작되고 종료되는 시점까지의 기간을 의미한다. 풍력프로젝트의 사업기간은 대략 20~30년 이다.

◦ 부채 비율(%)

- 부채비율은 대차대조표의 부채총액을 자기자본으로 나눈 비율로, 부채비율의 범위는 불확실성에 따라 좌우되며, 백분율로 표기됨. (범위: 보통 0~90%와 50~90% 결정)

◦ 부채상환기간(년)

- 부채의 원금과 이자 모두 상환해야 하는 연의 기간을 의미한다. 부채의 상환기간은 일반적으로 프로젝트 기간보다 짧거나 같다. 보통 1~25년이다.

◦ 부채상환거치기간(년)

- 원금에 대해 일정기간의 이자만 지급하여 원금 상환기간을 유예하는 기간을 의미한다.

◦ 부채상환이자율(%)

- 부채상환 이자율은 부채기간의 연말마다 채무자가 지불해야 하는 연간 부채 이자율을 의미한다.

◦ 물가 상승률(%)

- 사용자가 입력하는 물가 상승률은 project의 기간 동안 추정된 연간 평균 물가 상승률을 의미한다. (북미지역: 25년 동안의 인플레이션 약 2~3%)

◦ 전력 판매 단가 상승률(%)

- 전력 판매 단가 상승률은 프로젝트의 기간 동안 측정된 에너지 회피비용의 연간 평균 상승률을 의미한다. 북미지역에서는 보통 0~5%, 2~3% 정도의 상승률을 보인다.

◦ 전력 판매 단가(원/kWH)

- 전력판매단가는 kWh당 에너지의 회피비용(에너지 절감비용) 또는 풍력 시스템을

통해 생산한 전력을 판매하는 단가를 의미한다.

◦ GHG 배출권 거래가(천원/tCO2)

- GHG 배출권 거래 단가는 GHG 배출권 거래가 있을 경우 배출권거래로 인한 수익을 평가해보기 위한 것으로 GHG거래를 하지 않을 경우에는 0값을 입력하면 된다. 일반적으로 배출권 거래 가격은 판매자의 추가적 배출 삭감비용보다는 높고, 구매자가 절약하게 되는 배출 삭감비용 보다는 낮은 수준에서 결정된다.

◦ GHG 배출권 거래가 상승률(%)

- GHG거래가 상승률은 프로젝트 기간 동안 추정된 GHG배출권 거래 가격의 연간 평균 상승률을 의미한다.

④ 온실가스 저감량 평가

기존 화석연료를 사용하지 않음으로 인한 온실가스 저감량은 다음 입력요소를 반영하여 계산되며 이 프로그램에서는 Kyoto Protocol에서 정한 이산화탄소(CO_2), 메탄(CH_4), 아산화질소(N_2O), 불화탄소(PFC), 수소화불화탄소(HFC), 불화유황(SF6)의 6개 가스 중 이산화탄소, 메탄, 이산화질소만을 분석 대상으로 하였고 그 식은 다음과 같다.

$$CO_{2red} = E_{re} \times \sum_{i=1}^{n} [\frac{(CO2_i + CH4_i \times CH4CO2 + N2O_i \times N2OCO2) \times Occ_{i_i}}{Confuel_i} \times \frac{3.6}{1000}]$$

CO_{2red} : 온실가스 저감량(t CO_2)

E_{re} : 각종 손실률 등을 반영한 연간 전력 생산량(kWh)

I ~ n : 발전원(석탄, 수력, BC유, 천연가스, 원자력)

CO_2 : 발전원별 이산화탄소 배출 계수

CH_4i : 발전원별 메탄가스 배출 계수

CH_4CO_2 : 메탄가스의 이산화탄소 환산 계수

N_2Oi : 발전원별 메탄가스 배출 계수

$N_2O\,CO_2$: 아산화질소의 이산화탄소 환산 계수

Occi : 풍력으로 대체된 전력의 발전원별 점유율(발전원별 점유율의 총합은 100%)

Confueli : 풍력으로 대체된 전력의 발전원별 연료전환 효율

[그림 Ⅲ-7] 온실가스 분석

위 그림의 입력요소에 대한 내용은 다음 표와 같다.

<표 Ⅲ-4> 풍력발전 경제성분석 입력요소

구분	회피발전 비율	기존 발전 방식의 연료 전환 효율	CO_2 배출 계수 (kg/GJ)	N_2O 배출계수 (kg/GJ)	CH_4 배출 계수 (kg/GJ)
석탄	풍력 발전이 대체한 기존 발전방식의 점유율	기존 발전방식의 발전원별 연료 전환 효율	기존 발전방식의 발전원별 CO_2 배출 계수	기존 발전방식의 발전원별 N_2O 배출 계수	기존 발전방식의 발전원별 CH_4 배출 계수
수력					
BC유					
천연가스					
원자력					

참고로 이 프로그램에서 사용하고 있는 default 값은 아래 표와 같고 이는 RETScreen에서 주어진 것이며 user가 언제든지 수정 가능하도록 하였다.

<표 Ⅲ-5> 프로그램 default 값(1)

구분	회피발전 비율	기존 발전 방식의 연료 전환 효율	CO_2 배출 계수 (kg/GJ)	N_2O 배출계수 (kg/GJ)	CH_4 배출 계수 (kg/GJ)
석탄		0.35	94.6	0.003	0.002
수력		1	0	0	0
BC유		0.3	77.4	0.002	0.003
천연가스		0.45	56.1	0.001	0.003
원자력		0.3	0	0	0

<표 Ⅲ-6> 프로그램 default 값(2)

구분	N_2O	CH_4
CO_2로의 환산 계수	310	21

3.1.3. 결과 화면

이 모델은 사용자가 입력 또는 선택한 자료에 대한 계산 결과를 사용자가 쉽게 가공할 수 있도록 Excel 파일로 제공한다. Excel 파일은 발전량 분석, 재무분석, 입력화면 등 세가지 sheet로 구성되어 있다.

먼저 발전량 분석에서는 아래의 그림과 같이 주요 프로젝트의 에너지생산량 관련 입력 자료와 상한 하한, 평균의 풍속과 shape factor별 발전량 분석 결과가 나타난다.

풍력 발전 경제성 분석 1 (발전량 계산)

프로젝트 개요		설비 특성	
풍속측정 높이(m)	30	터빈 정격 용량(kW)	660
터빈 설치 높이(m)	50	터빈 설치 대수(대)	4
Shear Exponent	0.14	종합손실률(%)	19.56%
평균 대기압(kPa)	101.61		
평균 대기온도(℃)	6.44		

풍속 분포 및 발전량 계산결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당 발전량 (MWH)
하한값	5.571	1.389	1209.0
평균값	6.190	1.543	1440.2
상한값	6.809	1.697	1687.6

[그림 Ⅲ-8] 풍력발전량 분석 결과 화면

다음으로 재무분석 화면에서는 주요 결과로 풍속의 평균 및 상하한, Shape factor의 평균 및 상하한의 세 경우에 대한 발전량, 그에 대한 설비 이용률 및 수익률 등이 표시되도록 하였다. 또한 투자비 변화에 대한 민감도 분석을 수행하여, 사용자가 입력한 kw당 초기투자비에 대한 현재가치 및 수익률이 나타나도록 하였다. 아울러 각 투자비 및 풍력 발전량에 대해, 순 현재가치를 0으로 만드는 전력판매가격(기준가격)도 나타나도록 하였다.

풍력 발전 경제성 분석 2 (재무분석)

입력자료

초기투자비(백만원/kW)	1,908	할인율(%)	5.00%
유지보수비(원/kWh)	21.315	프로젝트기간(년)	25
부채비율	0.0%	전력판매단가(원/kWh)	107.66
물가상승률	0.00%	판매단가상승률(%)	0.00%
부채상환기간(년)	0	GHG배출권거래가	0
이자율(%)	0.00%	GHG배출권거래가	0.00%

경제성분석 결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당 발전량 (MWH)	NPV (천원)	IRR (%)	온실가스 저감량 (tCO2)	설비이용률 (%)
하한값	5.571	1.389	1209.0	847,078	6.618	616.7	20.9
평균값	6.190	1.543	1440.2	1,972,418	8.625	734.6	24.9
상한값	6.809	1.697	1687.6	3,176,800	10.647	860.0	29.2

민감도분석

<<투자비 변화에 대한 민감도 분석 >>

투자비		하한값			평균값			상한값		
비율 (%)	백만원/kW	NPV (천원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)	NPV (천원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)	NPV (천원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)
61%	1,336	2,358,533	10.961	73	3,483,874	13.511	64.7	4,688,255	16.135	58.3
65%	1,431	2,106,624	10.040	76.7	3,231,964	12.466	67.0	4,436,346	14.952	61
70%	1,527	1,854,715	9.217	80.4	2,980,055	11.536	70.9	4,184,437	13.903	63.6
74%	1,622	1,602,806	8.475	84.1	2,728,146	10.701	74	3,932,528	12.965	66.3
78%	1,718	1,350,897	7.801	87.8	2,476,237	9.945	77.1	3,680,619	12.118	68.9
83%	1,813	1,098,988	7.185	91.5	2,224,328	9.256	80.2	3,428,709	11.349	71.6
87%	1,908	847,078	6.618	95.2	1,972,418	8.625	83.3	3,176,800	10.647	74.2
91%	2,004	595,169	6.095	98.9	1,720,509	8.044	86.4	2,924,891	10.002	76.9
96%	2,099	343,260	5.609	102.6	1,468,600	7.506	89.5	2,672,982	9.406	79.5
100%	2,195	91,351	5.157	106.3	1,216,691	7.005	92.6	2,421,073	8.854	82.2
104%	2,290	-160,558	0.000	110	964,782	6.539	95.7	2,169,163	8.339	84.8
109%	2,386	-412,468	0.000	113.7	712,872	6.102	98.8	1,917,254	7.859	87.5
113%	2,481	-664,377	0.000	117.4	460,963	5.691	101.9	1,665,345	7.409	90.1

현금흐름

구분	횟수	초기투자비 (천원)	유지보수비 (천원)	부채상환 (천원)	비용 합계 (천원)	전력판매 수익 (천원)	GHG 수익 (천원)	수익 계 (천원)	순 수익 (천원)	수익누계 (천원)
하한 적용	-	5,038,104	-	-	5,038,104	-	-	-	- 5,038,104	- 5,038,104
	1	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 4,620,610
	2	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 4,203,036
	3	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 3,785,462
	4	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 3,367,889
	5	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 2,950,315
	6	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 2,532,741
	7	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 2,115,167
	8	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 1,697,593
	9	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 1,280,020
	10	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 862,446
	11	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 444,872
	12	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	- 27,298
	13	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	390,276
	14	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	807,850
	15	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	1,225,423
	16	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	1,642,997
	17	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	2,060,571
	18	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	2,478,145
	19	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	2,895,719
	20	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	3,313,292
	21	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	3,730,866
	22	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	4,148,440
	23	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	4,566,014
	24	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	4,983,588
	25	-	103,082	-	103,082	520,655	-	520,655	417,574	5,401,162
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,401,162
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,401,162
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,401,162
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,401,162
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,401,162

[그림 Ⅲ-9] 풍력 재무분석 결과 화면

마지막으로 주요 입력변수 화면에서는 풍력 터빈 용량 등 사용자가 입력한 내용을 확인할 수 있도록 하였다.

입력화면 1			
지역선택	N/A	풍속 측정 높이(m)	30
Bootstraping 횟수	1	풍력터빈 설치 높이(m)	50
모집단 신뢰구간(%)	90	shear exponent	0.14
		평균대기압(kpa)	101.61
년평균 풍속(m/s)	6.19002	터빈 정격출력(kW)	660
평균풍속 상하한	10	평균기온©	6.44
Shape factor	1.543	터빈 배열 손실률(%)	10
Shape factor 상하한(%)	10	날개 얼룸흡착 손실률(%)	2
		기기보수로 인한 정지손실률(%)	5
		기타손실률(%)	4
		종합손실률(%)	
		풍력터빈대수	4

입력화면 2			
초기투자비(천원/프로젝트)		기타검토조건	
타당성조사비용	0	할인율(%)	5
프로젝트개발비용	0	프로젝트기간(년)	25
engineering 비용	0		
터빈등 설비구매비용	1908.403	부채비율(%)	0
보조설비 부분 비용	0	부채상환기간(년)	0
기타비용	0	부채상환거치기간(년)	0
합계		부채상환이자율(%)	0
연간유지보수비		물가상승률(%)	0
기기 유지보수비용(자재비 인건비 등)	21.315	전력판매단가상승률(%)	0
보험비용	0	전력판매단가(원/kWh)	107.66
토지임대비용	0		
기타비용	0	GHG배출권거래가상승률(%)	0
합계		GHG배출권거래가(천원/tco2)	0

입력화면 3			
회피발전원별 점유율		발전원별 N2O배출계수	
천연가스	11.87	천연가스	0.001
수력	1.79	수력	0
석탄	38.14	석탄	0.003
B-C유	8.24	B-C유	0.002
원자력	39.48	원자력	0
발전원별 연료전환 효율(%)		발전원별 ch4배출계수	
천연가스	45	천연가스	0.003
수력	100	수력	0
석탄	35	석탄	0.002
B-C유	30	B-C유	0.003
원자력	30	원자력	0
발전원별 CO2 배출계수			
천연가스	56.1	Ch4 -> CO2 환산계수	21
수력	0	N2O -> CO2 환산계수	310
석탄	94.6	송배전손실률(%)	5
B-C유	77.4		
원자력	0		

[그림 Ⅲ-10] 풍력 입력변수 sheet 화면

3.2. 사례검토를 통한 풍력 프로젝트의 경제성 분석

본 절에서는 Case study의 검토를 통해 본 개발 프로그램의 사용방법에 대해 설명하고자 한다. 프로그램 상의 각 에너지원의 왼쪽 항에 Case별 입력 data를 default값으로 나타나게 하여 사용자가 직접 분석해볼 수 있게 구성하였다.

3.2.1. 대관령 풍력단지

대관령 풍력단지는 2005년 현재 Vestas제 660kW급 4기의 터빈과 750kw급 1기가 가동 되고 있다. 본 case에서는 660kW급 4기의 발전기만을 고려하여 경제성분석을 하였다. 에너지 생산량의 계산을 위한 주요 기초 data는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-7> 대관령 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data

항 목	내 용
시설 용량	660 kW × 4기
터빈 Hub 높이(m)	50m[7]
풍속측정 높이	30m[8]
평균풍속 (m/s)*	6.19002[9]
평균온도 (℃)*	6.44[10]
평균대기압 (kPa)*	101.61[11]
wind shear exponent**	0.14[12]
shape factor**	1.543
터빈 배열 손실률**	10 %[13]
블레이드 이물질 흡착손실**	2 % [14]
보수등으로 인한 손실**	5 % [15]
기타손실**	4 % [16]

자료: * 기상청 홈페이지, ** RETScreen,

7) 터빈 모델명 V47-660, 덴마크 Vestas사의 자료를 이용

8) 한국에너지기술연구원의 풍력자원 데이터베이스 시스템의 자료를 적용

9) 1999.4.29~2000.9.27의 대관령의 시간별 풍속 Data, 에너지기술연구원 자료 (30m 지점)

10) 월평년 기온의 년 평균 기온

11) 2003년 년 평균 대기압

12) 0.05~0.5 범위로써 사막 또는 해양에서는 0.13이하임, 도시지역 같은 곳에서는 0.4로 쓰임. 대관령의 지형조건에 대한 정보부족으로 빈번하게 쓰이는 0.14값을 적용함(Akpinar, E.K., 2004, and one seventh power law).

13) 배열 손실률로 관계자의 조언에 따라 10% 적용

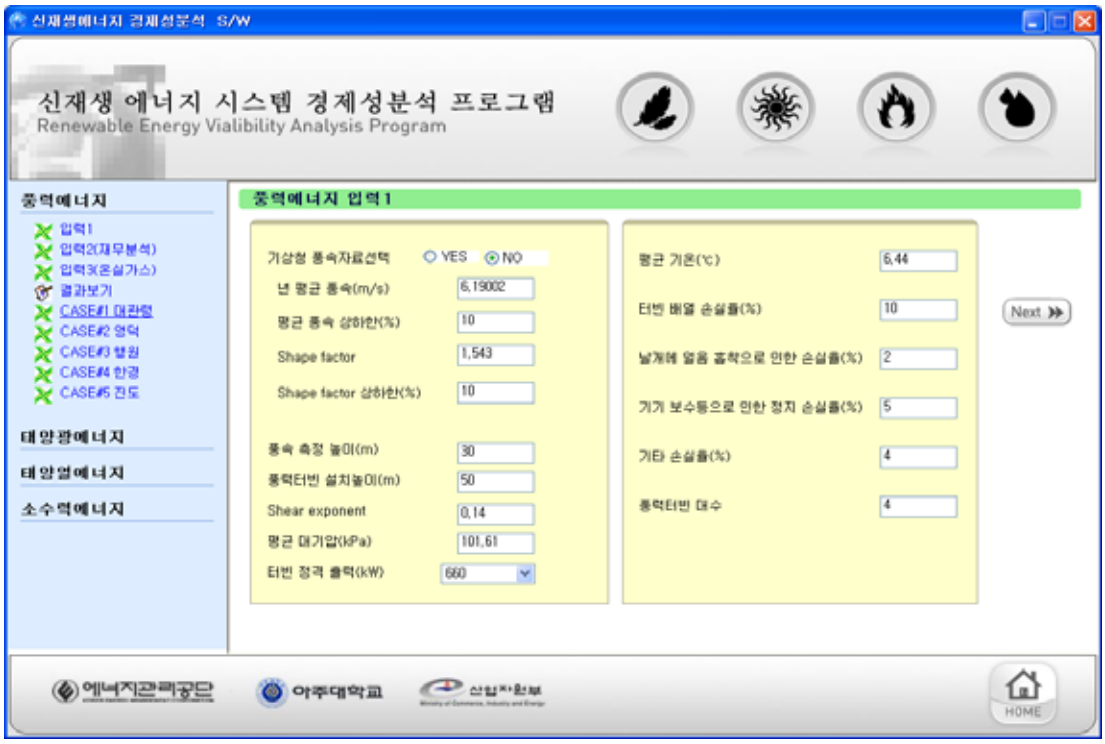
14) 평균 주위온도가 6.44℃이고 청정지역임을 고려 2% 적용

15) 2~7% 범위, 중간 값 5% 적용

16) 2~6% 범위, 중간 값 4% 적용

위의 기본 Data는 현장에 대한 실측 통계 data의 확보가 곤란한바 일정한 근거 하에 가정하였다. 정확한 에너지생산량의 분석을 위해서, 사용자는 대상입지의 풍속, 기온 등의 외기조건을 실측하여 분석된 값을 적용하는 것이 추천된다.

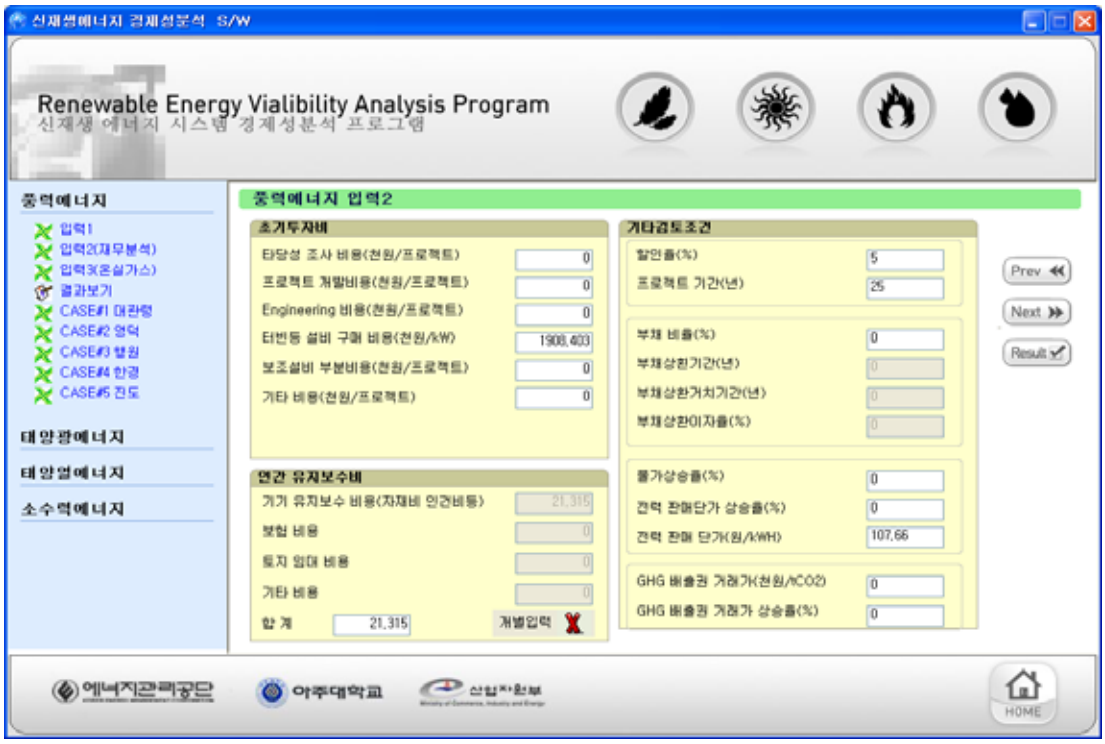
이제 위의 Data를 본 개발 프로그램에 입력하면 다음과 같다.



[그림 Ⅲ-11] 대관령 풍력단지의 발전량 산출 입력화면

위 프로그램에서 터빈 정격출력 항은 600 kW, 660 kW, 850 kW, 1650 kW, 1750 kW, 2000 kw의 출력 data를 제공한다. 원하는 출력 data가 없는 경우, 사용자는 '사용자 입력'항을 선택하여 직접 입력할 수 있다. 대관령 case에서는 660 kw가 출력 data로 사용된다.

발전량 산출을 위한 data를 입력한 후 'Next' 버튼을 클릭하면 재무분석 입력화면이 나타나게 된다. 대관령 풍력단지의 재문분석 입력 data는 다음과 같다.



[그림 Ⅲ-12] 대관령 풍력단지의 재무분석 입력화면(온실가스 배출거래 없을 때)

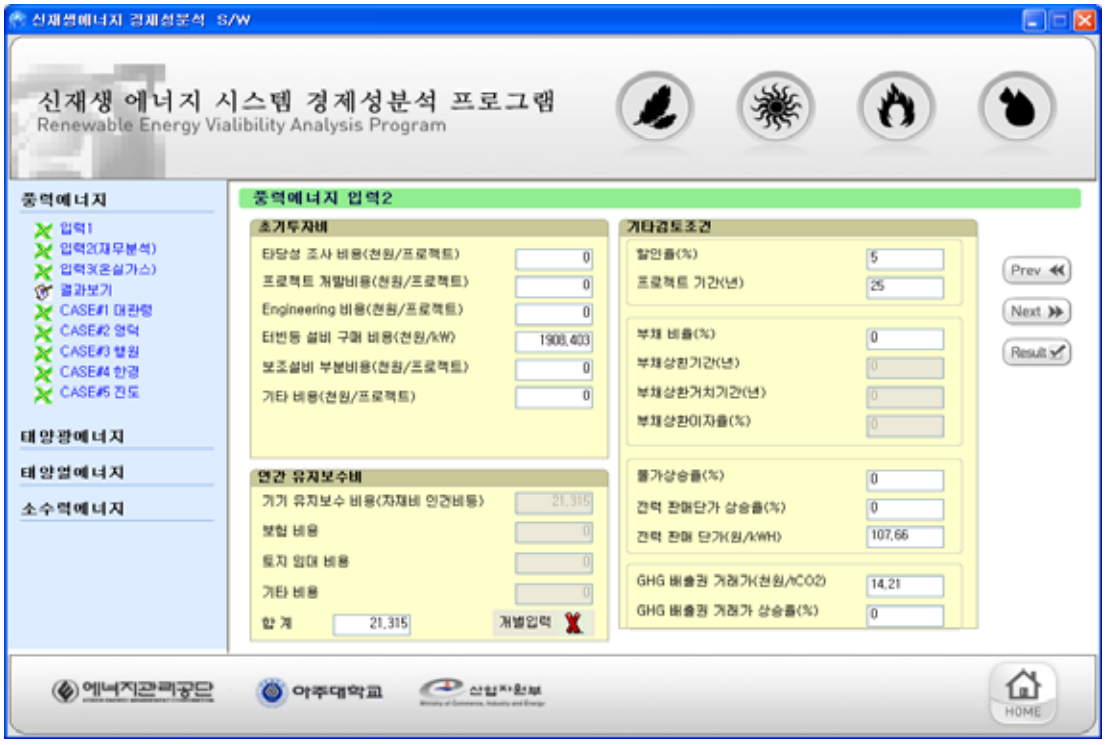
초기투자비는 강원도청의 내부 자료를 통해 얻은 실제 값 1908.403(천원)을 적용한 것이다. 초기투자비의 개별항목(타당성 조사비용, 프로젝트 개발비용 등)에 각각 값을 입력해야 하는데, 이 Case에서는 다른 항은 없다고 가정하고, 터빈 등 설비 구매비용에만 1908.403(천원)을 적용하였다.

년간 유지보수비의 경우에는 개별항목에 각각 값을 입력하거나 총액을 합계에 입력하면 된다. 년간 유지보수비는 data의 정보가 부족한 관계로 EWEA(2003)의 내용을 참조하였다. 이 내용은 독일, 영국, 스페인, 덴마크의 통계조사 결과 년간 유지보수비가 풍력터빈의 기대수명 기간 중 생산된 전력량 kWh당 1.2~1.5 c€의 범위로 추정된다고 언급되어 있다(하정우, 2006). 이 가정에 따라 생산한 전력량에 대해 0.015€/kWh로 가정하였으며, 환율이 1421(원/유로)일 때의 값 21.315원/kWh를 입력하였다.

분석의 편의를 위해 부채가 없다고 가정하였고, 풍력발전전력 구매가격 상승률 등의 각종 상승률은 0%로 가정하였다. 부채가 없다고 할 경우에는 위 그림과 같이 초기투자비 부채비

율을 0으로 놓으면, 부채상환기간, 부채상환거치기간, 부채상환 이자율 등의 관련 항목이 비활성화 되게 된다.

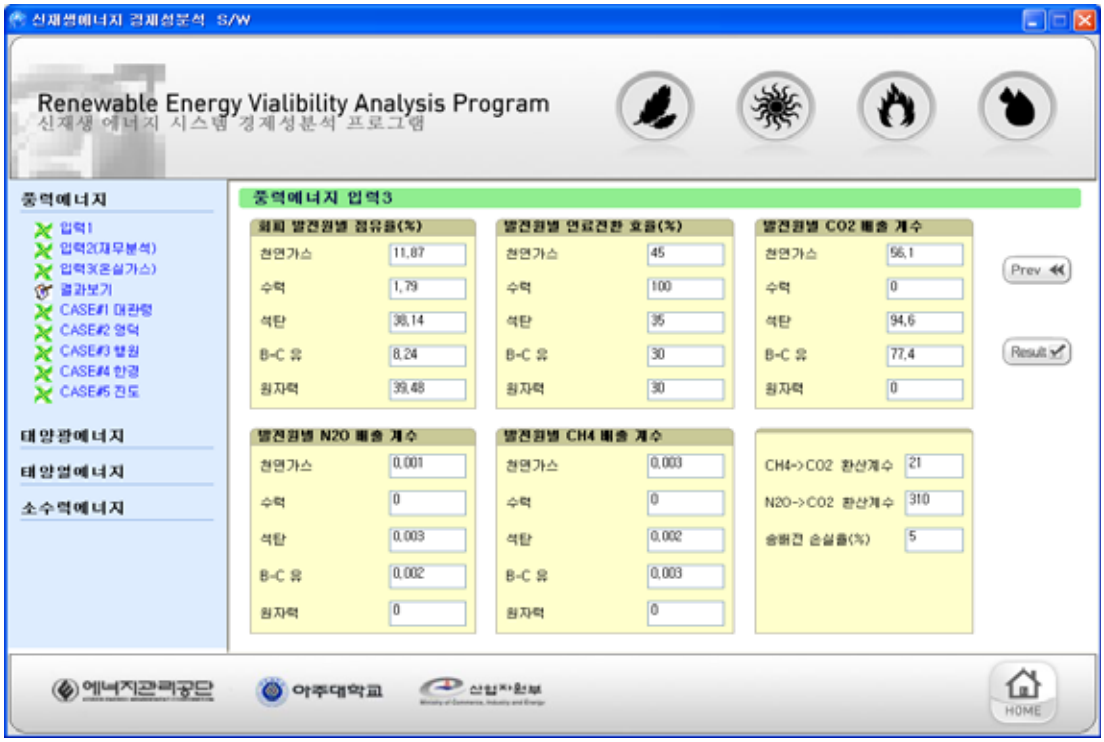
프로젝트의 기간은 25년, 할인율은 5%를 적용하며, 전력구매단가는 풍력의 기준고시가격인 107.66원을 입력한다. 위 그림은 GHG거래가 없을 때의 화면으로 GHG거래가 있다고 할 경우에는 다음화면과 같이 입력한다. GHG 배출권 거래 가격은 CO_2 톤당 10유로로 거래되는 것으로 가정하여 적용환율 1421(원/유로)을 적용, 14.21(천원/tCO_2)를 입력한다.



[그림 Ⅲ-13] 대관령 풍력단지의 재무분석 입력화면(온실가스 배출거래 있을 때)

1차년도 버전에는 기준가 분석이 포함되었으나 2차년도 버전에는 기준가 분석이 자동적으로 계산되어 결과 값에 나타난다. 이제 마지막으로 온실가스 관련 값을 입력하면 된다. 다음의 입력 값은 풍력발전이 대체한 기존 발전 비율은 수력(0.82%), LNG(17.43%), 중유(5.46%), 석탄(38.83%), 원자력(37.46%)이라고 가정한 것이다. 이 입력 값도 사용자가 수정할

수 있으며, 현재 구성된 값은 RETScreen에서 추천하는 값을 적용한 것으로 정보가 부족할 때에는, Default 값을 이용하면 된다.



[그림 Ⅲ-14] 대관령 풍력단지의 온실가스분석 입력화면

이제 'Result' 버튼을 누르면 계산이 이루어지며, Loading창이 뜨게 된다. 정상적으로 입력 data를 입력한 경우에는 Loading 후 'success' 창이 나타나게 된다. 이제 왼쪽의 '결과보기' 버튼을 누르면 엑셀화면으로 결과 값이 나타나게 된다. 다음의 결과는 온실가스 거래가 없다고 가정했을 때의 값이다.

엑셀의 결과 값은 발전량분석, 재무분석, 입력변수 등 세 가지 sheet로 구성되어 있다. 먼저 입력변수 sheet는 사용자가 입력한 변수들을 한눈에 살펴볼 수 있게 정리되어 있다. 발전량 분석 sheet는 프로젝트의 풍속의 상한, 평균, 하한에 따른 대당 발전량의 결과 값을 나타내어 준다. 대관령 case의 분석 결과 풍속이 5.571일 경우에는 대당 발전량이 1209.0으로

분석되었고, 평균풍속 값 6.19일 경우에는 대당발전량이 1440.2, 상한 풍속값 6.809일 경우에는 1687.6으로 분석되었다.

재무분석 sheet는 프로젝트의 현금흐름 분석을 통한 경제성 분석결과를 나타낸 것이다. NPV, IRR, 온실가스 저감량, 설비이용율 등의 결과 값이 표시되며, 투자비변화에 따른 민감도 분석을 통해 풍속과 투자비에 따른 NPV, IRR, 전력기준가격 등의 결과가 나타나있다. 또한 풍속의 상한, 하한, 평균 별로 현금흐름분석이 상세히 나타나있다. 대관령 Case의 현금흐름 분석의 결과는 다음 표와 같다.

<표 Ⅲ-8> 대관령 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당 발전량 (MWH)	NPV (천원)	IRR (%)	온실가스 저감량 (tCO2)	설비이용률 (%)
하한값	5.571	1.389	1209.0	847,078	6.618	616.7	20.9
평균값	6.190	1.543	1440.2	1,972,418	8.625	734.6	24.9
상한값	6.809	1.697	1687.6	3,176,800	10.647	860.8	29.2

3.2.2. 영덕 풍력 단지

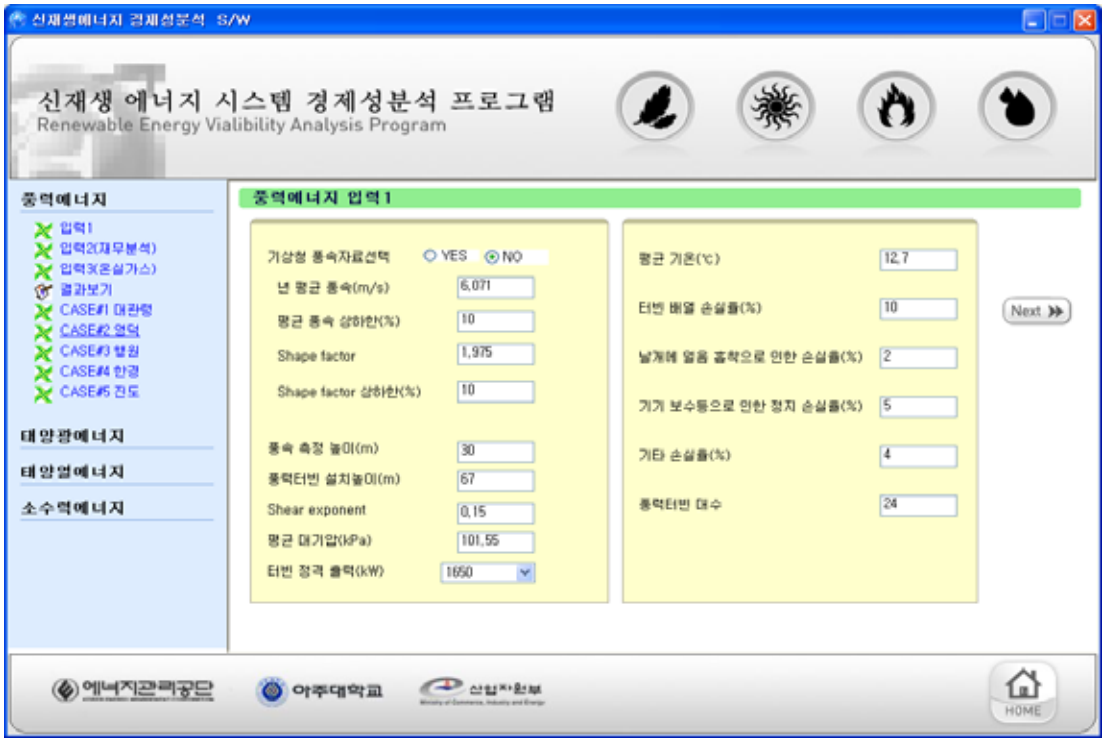
영덕 풍력단지는 2005년 현재 1650kW급 24기의 터빈이 가동 되고 있으며 에너지생산량의 계산을 위한 주요 기초 data는 다음과 같다. 다음 표는 하정우(2006) 논문에 있는 Data를 적용한 것이다.

<표 Ⅲ-9> 영덕 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data

항 목	내 용
시설 용량	1650 kW × 24기
터빈 Hub 높이(m)	67m
풍속측정 높이	30m
평균풍속 (m/s)*	6.071
평균온도 (℃)*	12.7
평균대기압 (kPa)*	101.55
wind shear exponent**	0.15
shape factor**	1.975
터빈 배열 손실률**	10 %
블레이드 이물질 흡착손실**	2 %
보수등으로 인한 손실**	5 %
기타손실**	4 %

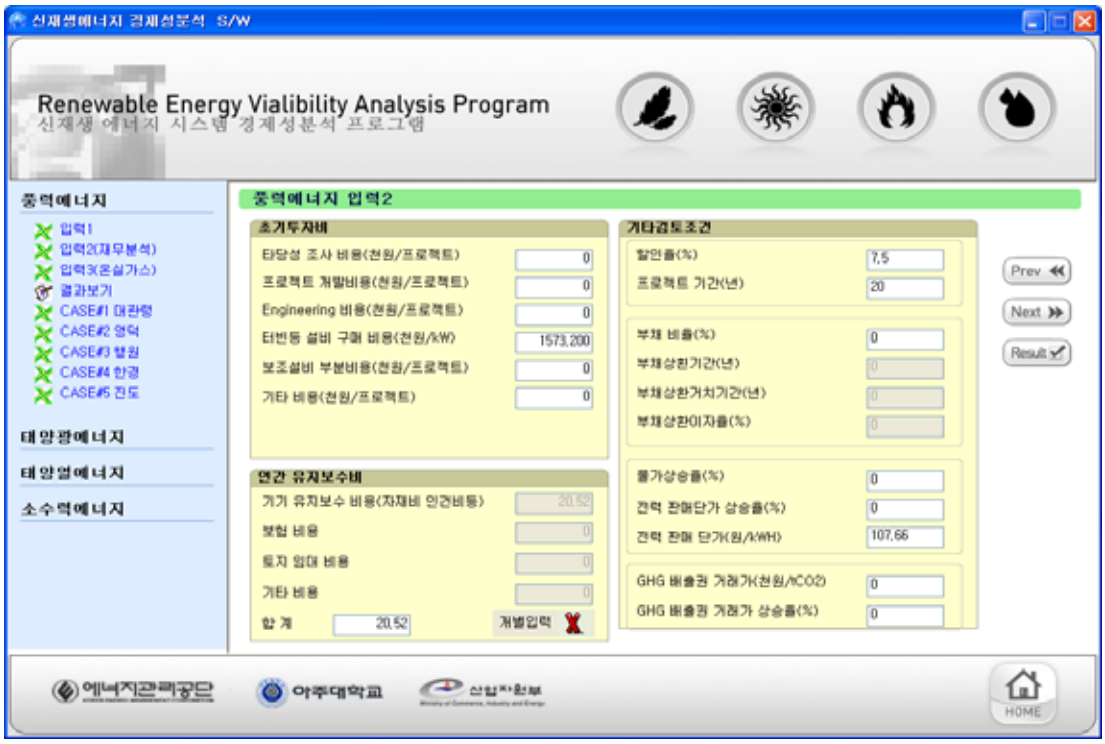
자료: 하정우(2006)

위 Data를 프로그램에 입력하면 다음과 같다. 이 예에서 터빈 정격출력은 1650KW을 선택하였다. 터빈의 설치 높이는 RETScreen DB에서 임의선택(60/67/78m)하여 67m를 적용하였다.



[그림 Ⅲ-15] 영덕 풍력단지의 발전량 산출 입력화면

발전량 산출을 위한 data를 입력한 후 'Next' 버튼을 클릭하면 재무분석 입력화면이 나타나게 된다. 영덕 풍력단지의 재문분석 입력 data는 다음과 같다.



[그림 Ⅲ-16] 영덕 풍력단지의 재무분석 입력화면

초기투자비는 EWEA(2003) 가정에 따라 1,150€/kW를 적용하였다. 위에서 살펴보았던 [그림 Ⅲ-6]과 같이 초기투자비는 국가별로, 풍력발전 규모별로 다소 상이하나 대략 900~1,150€/kW 범위이다. 이 예에서는 환율 1368원/€을 적용하여 1573.200(백만원/kW)을 입력하였다.

년간 유지보수비도 EWEA(2003)의 내용을 참조하여 생산한 전력량에 대해 0.015€/kWh로 가정하였으며, 환율이 1368원/€일 때의 값 20.52원/kWh를 입력하였다.

프로젝트의 기간은 20년을 적용하였으며, 이는 대부분의 풍력터빈 설계 기준이 20년이라는 EWEA(2003)를 인용한 것이다. 순 현재가치를 나타내기 위한 할인율은 EWEA(2003)에 의하면 5~10% 범위이므로, 중간 값인 7.5%를 적용하였다. 전력구매단가는 풍력의 기준고시가격인 107.66원을 입력한다. 분석의 편의를 위해 부채가 없다고 가정하였고, 풍력발전 전력구매가격 상승률 등의 각종 상승률은 0%로 가정하였다.

위 그림은 GHG거래가 없을 때의 화면으로 GHG거래가 있다고 할 경우, GHG 배출권 거래 가격은 유럽시장의 '05.7.22일 기준가인 18.82€/tCO_2을 가정하여 입력한다.

다음 버튼을 누르면 온실가스 입력화면이 나타난다. 본 Case에서는 프로그램의 Default값을 그대로 적용한다. 이제 'Result' 버튼을 눌러 계산하고, 왼쪽의 '결과보기' 버튼을 눌러 결과 값을 확인한다. 영덕 풍력단지의 경제성 분석 결과를 요약하면 다음과 같다.

<표 Ⅲ-10> 영덕 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당 발전량 (MWH)	NPV (천원)	IRR (%)	온실가스 저감량 (tCO2)	설비이용률 (%)
하한값	5.464	1.778	2419.2	-10,720,815	0.000	1233.9	16.7
평균값	6.071	1.975	2958.9	786,968	7.666	1509.3	20.5
상한값	6.678	2.173	3556.7	13,531,502	10.241	1814.2	24.6

3.2.3. 제주 행원 풍력 단지

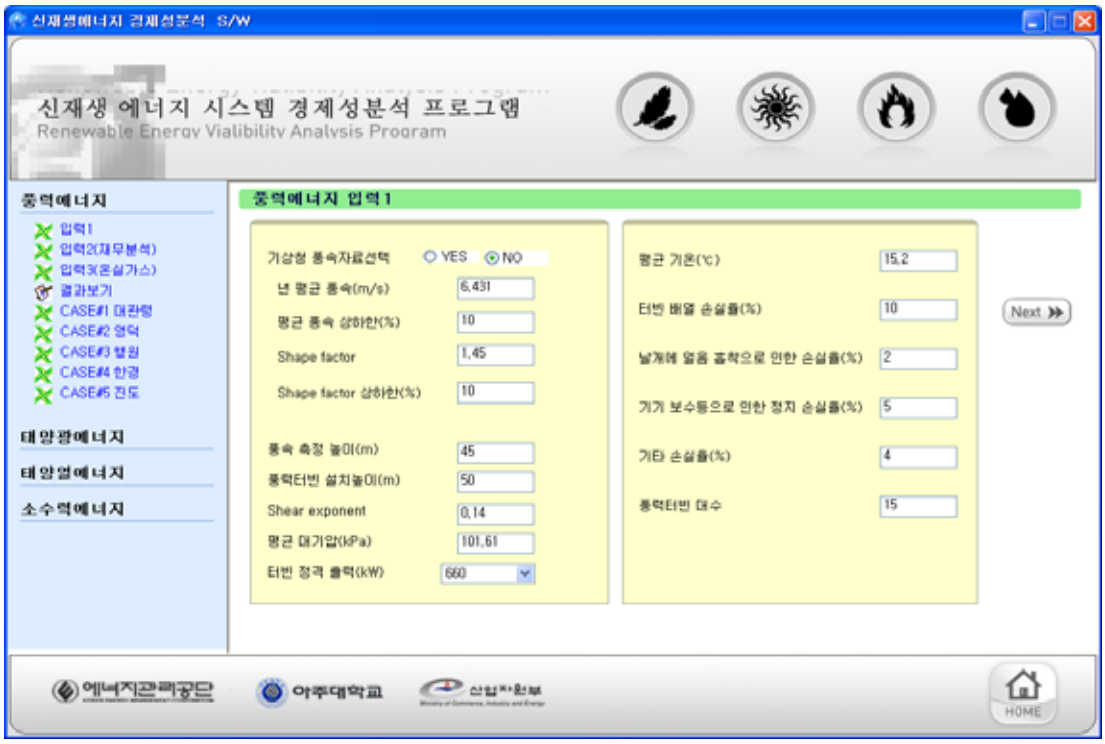
제주 행원 풍력단지는 2005년 현재 660kW급 15기의 터빈이 가동 되고 있으며 에너지생산량의 계산을 위한 주요 기초 data는 다음과 같다. 다음 표 역시 위 영덕 풍력 Case와 마찬가지로 하정우(2006) 논문에 있는 Data를 적용한 것으로 종합 손실률은 19.56%이다.

<표 Ⅲ-11> 제주 행원 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data

항 목	내 용
시설 용량	660 kW × 15기
터빈 Hub 높이(m)	50m
풍속측정 높이	45m
평균풍속 (m/s)*	6.431
평균온도 (℃)*	15.2
평균대기압 (kPa)*	101.61
wind shear exponent**	0.14
shape factor**	1.450
터빈 배열 손실률**	10 %
블레이드 이물질 흡착손실**	2 %
보수등으로 인한 손실**	5 %
기타손실**	4 %

자료: 하정우(2006)

위 Data를 프로그램에 입력하면 다음과 같다. 터빈 정격출력은 660KW을 선택하면 된다.



[그림 Ⅲ-17] 제주 행원 풍력단지의 발전량 산출 입력화면

발전량 산출을 위한 data를 입력한 후 'Next' 버튼을 클릭하면 재무분석 입력화면이 나타나게 된다. 제주 행원 풍력단지의 재무분석 입력 값은 위의 영덕 풍력단지의 재무분석 값과 동일한 것으로 가정하며, 온실가스 입력 값은 프로그램의 Default값을 적용한다.

'Result' 버튼을 눌러 계산하고, 왼쪽의 '결과보기' 버튼을 눌러 결과 값을 확인한다. 제주 행원 풍력단지의 경제성 분석 결과를 요약하면 다음과 같다.

<표 Ⅲ-12> 제주 행원 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당 발전량 (MWH)	NPV (천원)	IRR (%)	온실가스 저감량 (tCO2)
하한값	5.788	1.305	1137.5	-417,866	0.000	580.2
평균값	6.431	1.450	1350.8	2,424,552	9.486	689.0
상한값	7.074	1.595	1578.9	5,465,033	11.837	805.4

3.2.4. 제주 한경 풍력 단지

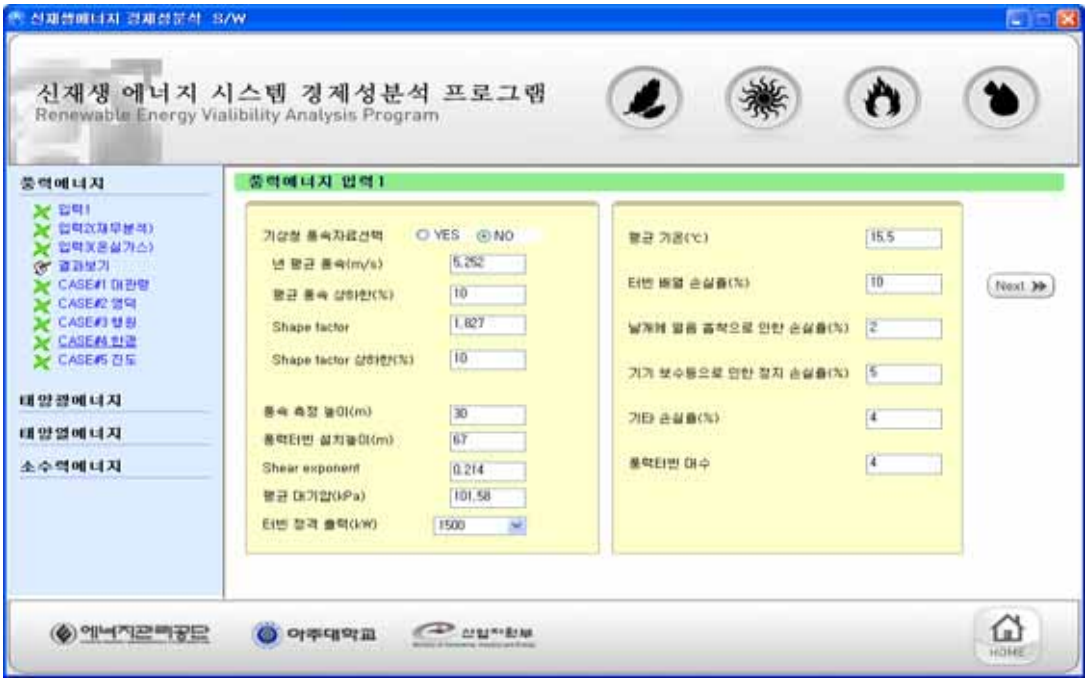
제주 한경 풍력단지는 현재 1500kW급 4기의 터빈이 가동 되고 있으며 에너지생산량의 계산을 위한 주요 기초 data는 다음과 같다. 다음 표 역시 위 영덕 풍력 Case와 마찬가지로 하정우(2006) 논문에 있는 Data를 적용한 것으로 종합 손실률은 19.56%이다.

<표 Ⅲ-13> 제주 한경 풍력단지의 발전량의 계산을 위한 Data

항 목	내 용
시설 용량	1500 kW × 4기
터빈 Hub 높이(m)	67m
풍속측정 높이	30m
평균풍속 (m/s)*	5.252
평균온도 (℃)*	15.5
평균대기압 (kPa)*	101.58
wind shear exponent**	0.214
shape factor**	1.827
터빈 배열 손실률**	10 %
블레이드 이물질 흡착손실**	2 %
보수등으로 인한 손실**	5 %
기타손실**	4 %

자료: 하정우(2006)

위 Data를 프로그램에 입력하면 다음과 같다.



[그림 Ⅲ-18] 제주 한경 풍력단지의 발전량 산출 입력화면

제주 한경 풍력단지의 터빈 정격출력은 1500kW로, 프로그램 상에서 제공되지 않으므로 사용자가 직접 입력해야한다. 사용자는 '사용자입력'을 선택하고 다음의 1500kW의 터빈출력을 입력한다. 먼저 사용자는 File Name을 쓴다. File Name은 txt파일로 저장될 때의 파일명이고, Item Name은 프로그램 리스트 상에 나타나는 이름이다. 터빈 출력 셀에 값을 입력하고 저장하면 된다. 본 case에서는 File Name은 '1500kw'를, Item Name은 '1500'을 입력하였다.

나중에 수정할 때는 불러오기를 실행하며, 작성한 터빈 출력의 저장위치는 프로그램이 설치된 폴더 안에 있는 Data//Wind 폴더에 저장되어있다.

풍력단지		한경
풍력터빈	제작사	Windtec
	적용 모델명	WINDTEC 1.566
	정격출력 (kW)	1500
풍속 m/s	0	0.0
	1	0.0
	2	0.0
	3	0.0
	4	29.8
	5	88.5
	6	182.2
	7	306.8
	8	472.0
	9	682.7
	10	951.6
	11	1260.6
	12	1500.0
	13	1500.0
	14	1500.0
	15	1500.0
	16	1500.0
	17	1500.0
	18	1500.0
	19	1500.0
	20	1500.0
	21	1500.0
	22	1500.0
	23	1500.0
	24	1500.0
	25	1500.0

[그림 Ⅲ-19] 제주 한경 풍력단지의 터빈 출력특성(사용자 입력창)

발전량 산출을 위한 data를 입력한 후 'Next' 버튼을 클릭하면 재무분석 입력화면이 나타나게 된다. 재무분석 입력 값은 위의 영덕 풍력단지의 재무분석 값과 동일한 것으로 가정하며, 온실가스 입력 값은 Default값을 적용한다.

'Result' 버튼을 눌러 계산하고, 왼쪽의 '결과보기' 버튼을 눌러 결과 값을 확인한다. 제주 한경 풍력단지의 경제성 분석 결과를 요약하면 다음과 같다.

<표 Ⅲ-14> 제주 한경 풍력단지의 발전량분석 및 재무분석 결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당 발전량 (MWH)	NPV (천원)	IRR (%)	온실가스 저감량 (tCO2)
하한값	4.727	1.644	-1,778,063	0.000	17.176	1099.7
평균값	5.252	1.827	-102,789	0.000	21.398	1340.2
상한값	5.777	2.010	1,770,578	9.879	25.975	1609.1

3.2.5. 진도 가사도

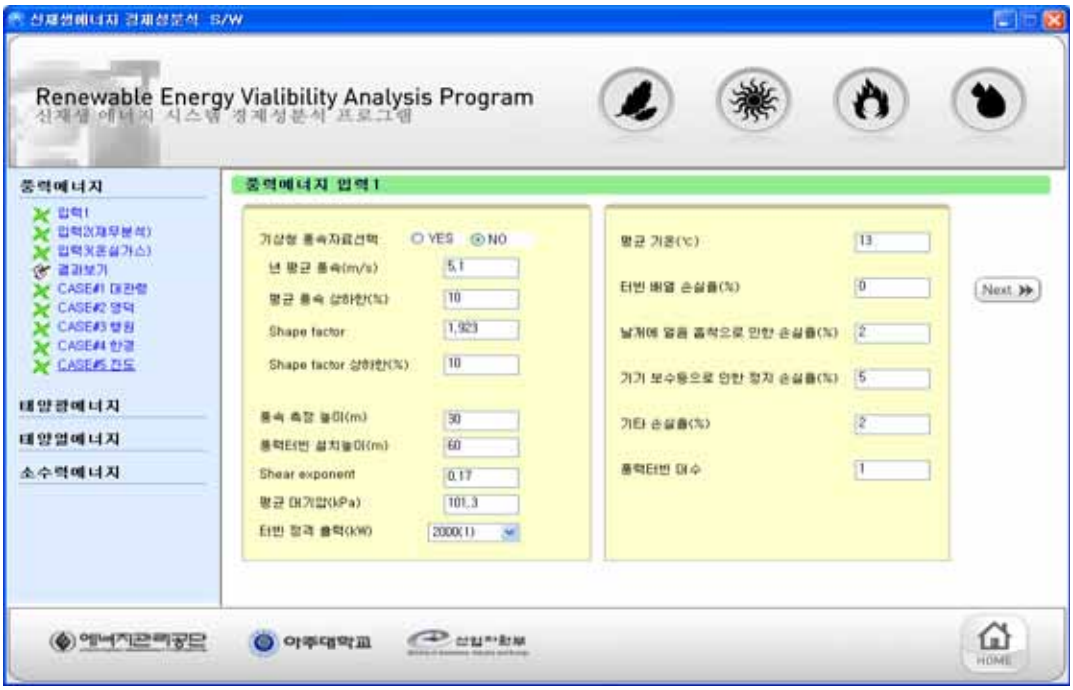
김정완외(2004)의 산업자원부 연구보고서의 풍력의 경제성분석 data를 인용하여 본 개발 프로그램의 경제성분석을 진행한다. 김정완외(2004)의 연구보고서는 RETScreen을 통해 진도가사도의 경제성을 분석하고 있다. 이 연구보고서의 결과와 본 프로그램에서의 결과 값을 비교하여 본다. 기본 에너지 생산량 Data는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-15> 진도 가사도의 발전량의 계산을 위한 Data

항 목	내 용
시설 용량	2000 kW × 1기
터빈 Hub 높이(m)	60m
풍속측정 높이	30m
평균풍속 (m/s)*	5.1
평균온도 (℃)*	13
평균대기압 (kPa)*	101.3
wind shear exponent**	0.17
shape factor**	1.923
터빈 배열 손실률**	0 %
블레이드 이물질 흡착손실**	2 %
보수등으로 인한 손실**	5 %
기타손실**	2 %

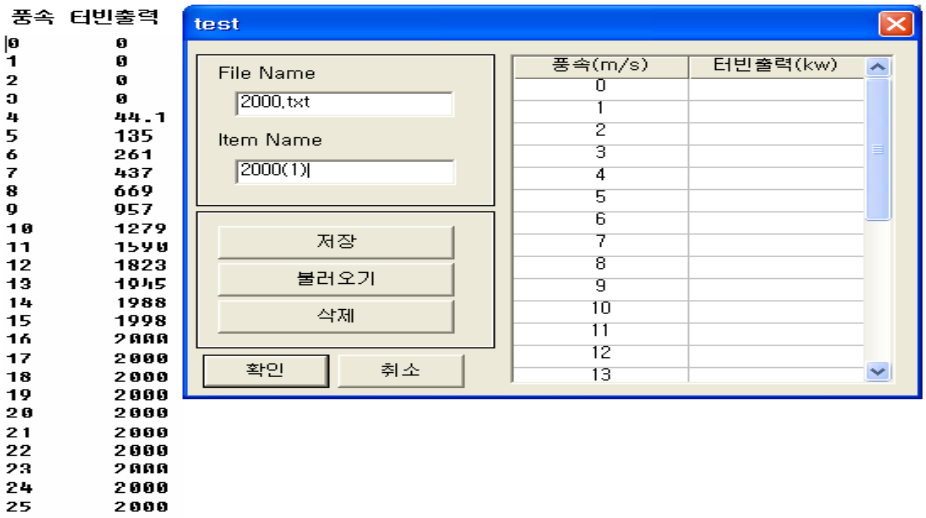
자료: 김정완외(2004)

위 Data를 프로그램에 입력하면 다음과 같다.



[그림 Ⅲ-20] 진도 가사도의 발전량 산출 입력화면

풍력터빈은 2000kW급 1기로 본 개발 프로그램 상에서 터빈출력 값이 제공되나 제작사가 다르기 때문에 출력특성이 김정완외(2004)에 나타나 있는 값과 다소 틀리다. 따라서 직접 출력 값을 입력해야하며, 출력 입력 값은 다음과 같다.



풍속	터빈출력
0	0
1	0
2	0
3	0
4	44.1
5	135
6	261
7	437
8	669
9	957
10	1279
11	1590
12	1823
13	1945
14	1988
15	1998
16	2000
17	2000
18	2000
19	2000
20	2000
21	2000
22	2000
23	2000
24	2000
25	2000

[그림 Ⅲ-21] 진도 가사도의 터빈 출력특성(사용자 입력창)

발전량 산출을 위한 data를 입력한 후 'Next' 버튼을 클릭하면 재무분석 입력화면이 나타나게 된다. 재무분석 입력 값은 김정완외(2004) 연구보고서의 데이터를 적용하기 어려운 관계로 에너지 생산량 값만 비교하였다. 진도 가사도의 김정완외(2004) 연구보고서 결과와 비교하면 다음과 같다.

◦ 김정완외(2004) 연구보고서 결과 값

- 연간 조정이 되지 않은 풍력에너지 : 3150MWh
- 온도와 압력을 고려한 생산에너지 : 3182MWh

◦ 프로그램 계산 값

- 결과 값에서의 비교대상은 평균 풍속 값이다.

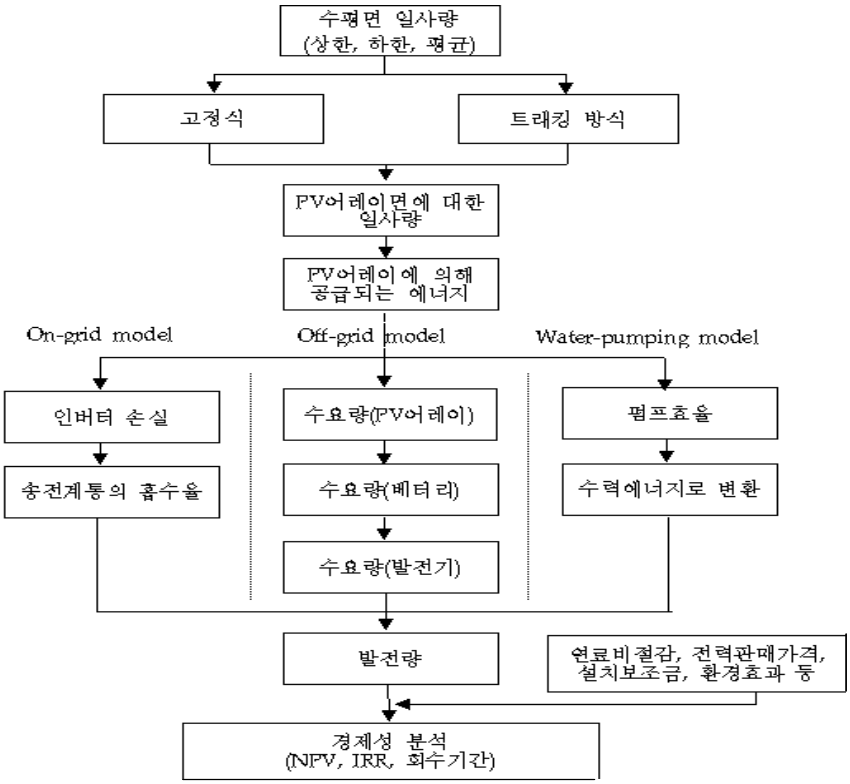
<표 Ⅲ-16> 진도 가사도의 발전량분석 및 재무분석 결과

구분	평균풍속	Shape Factor	대당발전량 (MWH)
하한값	4.590	1.731	2666.4
평균값	5.100	1.923	3277.6
상한값	5.610	2.115	3972.1

4. 태양광 시스템의 경제성 분석 방법 Manual

4.1. 태양광 시스템 주요 인자 및 계산식

4.1.1. 계산체계



[그림 Ⅲ-22] 태양광 시스템 경제성 분석 계산체계

4.1.2. 태양에너지 일반

① 일적위(δ, declination)

일적위란 정오에 지구의 적도면과 태양이 이루는 각(the angular position)으로서 지구의 축이 23.45° 기울어졌기 때문에 나타나는 현상이다. 따라서 춘/추분점에서는 0° 동지(12월21일)에는 -23.45°, 하지(6월 21일)에는 +23.45°가 된다.

$$\delta = 23.45 sin\,(2\pi \frac{284+n}{365}\,) \qquad (1)$$

δ : 일적위
n : 통산일

한편, 월별 평균일에 따른 통산일 및 일적위 값은 <표 Ⅲ-17>과 같다.

<표 Ⅲ-17> 통산일 및 일적위 계산

월	통산일 계산	일적위 계산		
		평균일(i)	통산일(n)1)	일적위(δ)
1월	i	17	17	-20.9
2월	31+i	16	47	-13.0
3월	59+i	16	75	-2.4
4월	90+i	15	105	9.4
5월	120+i	15	135	18.8
6월	151+i	11	162	23.1
7월	181+i	17	198	21.2
8월	212+i	16	228	13.5
9월	243+i	15	258	2.2
10월	273+i	15	288	-9.6
11월	304+i	14	318	-18.9
12월	334+i	10	334	-23.0

자료 : Duffie J. A., Beckman W. A., "Solar Engineering of Thermal Process", John Wiley &Sons, Inc., 1991

주 1 : 윤년일 경우 3월부터 통산 일에 1을 더해줌

② 태양시간각(ω)과 일몰시간각(ω_s)

태양시간각은 특정지역의 자오선과 태양이 이루는 각으로서 오전에는 음수(-), 오후에는 양수(+)를 나타내며, 정오의 0을 기준으로 하여 시간당 15°씩 변화한다.

일몰시간각은 일몰시의 태양시간각으로서 다음 식으로 표현된다.

$$cos\omega_s = -\,tan\psi tan\delta \qquad (2)$$

ω_s : 태양시간각
δ : 일적위
ψ : 위도

③ 대기권 밖 일사량과 대기청명도

수평면의 일간 대기권 밖 일사량(H_0)은 n일에 대해 다음 식으로 계산된다.

$$H_0 = \frac{86400\,G_{sc}}{\pi}\,(1 + 0.033cos\,(2\pi\frac{n}{365}\,))(cos\psi cos\delta sin\omega_s + \omega_s sin\psi sin\delta\,) \qquad (3)$$

G_{sc} : 태양상수 $(1,353\,W/m^2)$

태양의 일사량은 지구표면에 도달하기 전에 대기나 구름에 의해 감소된다. 지구표면에 도달하는 일사량과 대기권 밖 일사량의 비를 "대기청명도"(K_T)라 하며, 아주 흐린날 0.3에서 맑은날 0.8의 범위에 있다.

$$\overline{K}_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_0} \qquad (4)$$

$\overline{H}$: 월평균 1일 일사량
$\overline{H}_0$: 월평균 1일 대기권 밖 일사량

4.1.3. 수평면 일사량의 적용

태양광 시스템의 경제성 평가 프로그램에서 수평면 일사량은 일반적으로 기상청에서 제공되는 수평면 일사량을 이용하고 있으며, 약 5년 정도 자료의 평균값이 적용되고 있다. 그러나 수평면 일사량이 태양광 시스템의 발전량 계산에서 차지하는 중요도를 고려하면 단순히 평균값을 적용하는 것만으로는 한계가 있다.

따라서 본 연구에서는 일사량의 불확실성을 보완하기 위해 과거 5개년 시간대별 수평면 일사량 자료를 토대로 월평균 1일 수평면 일사량의 상・하한과 평균값을 구하였으며, 발전

량 계산을 위한 기본 입력 자료로 활용하였다.

본 연구에서 적용한 월평균 1일 수평면 일사량의 상 · 하한과 평균값의 산출 과정을 표현하면 다음과 같다.

ⅰ. 대도시를 중심으로 16개 도시에 대한 과거 5개년(2000년 ~ 2004년) 시간대별 일사량 자료의 확보

ⅱ. 1월의 시간대별 일사량에 대한 무작위 표본 추출

ⅲ. 시간대별 일사량을 전부 더하여 일별 일사량 자료 확보

ⅳ. ⅱ~ⅲ의 과정을 500회 반복

ⅴ. ⅳ의 결과에 따른 일사량을 누적밀도함수로 표현하여 90% 신뢰구간에 있는 일사량 중 상한과 하한 그리고 평균값을 산출

ⅵ. ⅱ~ⅴ의 과정을 12월까지 월별로 시행

4.1.4. 월평균 1일 경사면 일사량 계산

① 트랙킹 방식 PV어레이의 경사면 일사량

PV어레이면에서 얻을 수 있는 태양에너지량 계산은 다음 세단계로 이루어진다.

- 수평면의 월평균 1일 시간적산 전천/확산 일사량
- 경사면의 월평균 1일 시간적산 전천 일사량
- 집열판의 평균일 일사량(the average daily irradiance in the plane of the PV array)

ⅰ. 수평면의 월평균일 시간적산 전천/확산 일사량

태양복사에너지는 직달일사량(beam radiation)과 확산일사량(diffuse radiation)으로 나누어진다.

평균일 확산일사량 $\overline{H_d}$는 전천 일사량을 통해 구할 수 있으며, 월평균일의 일몰시간각이

81.4°보다 적을 경우는 다음 식으로 계산되며,

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1.391 - 3.560\overline{K}_T + 4.189\overline{K}_T^{2-}2.137\overline{K}_T^3 \qquad (5)$$

월평균일의 일몰시간각이 81.4°이상일 경우에는 다음 식으로 계산된다.

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1.311 - 3.022\overline{K}_T + 3.427\overline{K}_T^2 - 1.821\overline{K}_T^3 \qquad (6)$$

평균일 일사량은 시간 값으로 구분될 수 있는데, 이것은 전천일사량에 대한 Collares-Pereira and Rabl 식에 의해 표현될 수 있다.

$$r_t = \frac{\pi}{24}(a + bcos\omega)\frac{cos\omega - cos\omega_s}{sin\omega_s - \omega_s cos\omega_s} \qquad (7)$$

$$a = 0.409 + 0.5016sin(\omega_s - \frac{\pi}{3})$$

$$b = 0.6609 + 0.4767sin(\omega_s - \frac{\pi}{3})$$

$r_t =$ 전천일사량의 시간적산값과 일적산값의 비
$\omega_s =$ 일몰시간각
$\omega =$ 태양시간각

또한 Liu and Jordan 식에 의한 확산일사량은 다음 식과 같다.

$$r_d = \frac{\pi}{24}\frac{cos\omega - cos\omega_s}{sin\omega_s - \omega_s cos\omega_s} \qquad (8)$$

$r_d =$ 확산일사량의 시간적산값과 일적산값의 비

평균일의 각 시간대별로 수평면 전천일사량 H, 확산(diffuse)일사량H_d, 직달(beam)일사량

H_b의 관계는 다음과 같다.

$$H = r_t \overline{H} \tag{9}$$

$$H_d = r_d \overline{H_d} \tag{10}$$

$$H_b = H - H_d \tag{11}$$

ⅱ. 경사면의 월평균일 시간적산 전천일사량

PV어레이의 시간당 일사량의 계산은 등방형 모델에 의해 계산되는데, 가장 정확한 값은 아니지만 사전 타당성검토 단계에서는 충분히 사용 가능하다.

$$H_t = H_b R_b + H_d \left(\frac{1 + cos\beta}{2} \right) + H\rho \left(\frac{1 - cos\beta}{2} \right) \tag{12}$$

ρ : 반사율
β : PV어레이의 각도
R_b : PV어레이와수평면의직달일사량의비

여기서 반사율 ρ는 평균월의 온도가 0℃ 이상이면 0.2, -5℃ 보다 작으면 0.7, 그리고 그 사이에서는 내삽법에 의해 정해진다.

그리고 R_b는 PV 어레이의 직달일사량과 수평면의 직달일사량의 비를 나타내며, 다음 식에 의해 계산되는데, $cos\theta$값은 트래킹 방식에 따라 달라진다.

$$R_b = \frac{cos\theta}{cos\theta_z} \tag{13}$$

θ : PV어레이에 대한 입사각
θ_z : 태양의 천정각

ⅲ. PV어레이의 월평균 1일 일사량

경사면에 대한 매시간의 일사량이 계산되면, 이를 전부 더하여 월평균 1일 일사량 $\overline{H}_t$을 계산할 수 있다.

② 고정식 PV어레이의 경사면 일사량

고정식 PV 어레이의 경사면 일사량은 트래킹 방식의 어레이를 설치할 때와 동일한 방법으로 계산될 수 있으며, 단지 일조시간 동안의 일사량 변화를 고려할 필요가 없이 평균적인 값을 적용하게 되므로 식(7)과(8)의 과정이 생략된다. 또한 PV 어레이와 수평면의 직달일사량의 비[17]를 나타내는 $\overline{R_b}$값의 계산과정이 다음 식과 같이 다르게 적용된다.

북반구에서 적도를 향한 경사면, 즉 방위각이 정남을 향한 경우 $\overline{R_b}$는 다음 식으로 구할 수 있다.

$$\overline{R_b} = \frac{cos(\psi-\beta)cos\delta sin\omega_s' + (\pi/180)\omega_s' sin(\psi-\beta)sin\delta}{cos\psi cos\delta sin\omega_s + (\pi/180)\omega_s sin\psi sin\delta} \qquad (14)$$

ψ : 위도
δ : 일적위
ω_s : 일몰시간각
ω_s' : 경사면일몰시간각

$$\omega_s' = min \left| \begin{array}{c} cos^{-1}(-tan\psi tan\delta) \\ cos^{-1}(-tan(\psi-\beta)tan\delta) \end{array} \right| \qquad (15)$$

방위각이 정남향이 아닌 임의의 방향을 갖는 어떠한 평면에서도 적용할 수 있도록 위 식

17) 조덕기 외, 2004, "국내 태양광발전시스템의 최적 설치에 관한 연구"

을 변형하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned}\overline{R_b} = & (cos\beta sin\delta sin\psi)(\omega_{ss}-\omega_{sr})(\pi/180) \\ & -(sin\delta cos\psi sin\beta cos\gamma)(\omega_{ss}-\omega_{sr})(\pi/180) \\ & +(cos\psi cos\delta cos\beta)(sin\omega_{ss}-sin\omega_{sr}) \\ & +cos\delta cos\gamma sin\psi sin\beta)(sin\omega_{ss}-sin\omega_{sr}) \\ & -(cos\delta sin\beta sin\gamma)(sin\omega_{ss}-sin\omega_{sr}) \\ & \overline{2\,[cos\psi cos\delta sin\omega_s+(\pi/180)\omega_s+sin\psi sin\delta]}\end{aligned} \tag{16}$$

여기서 ω_{ss}와 ω_{sr}는 각각 경사면에서의 일출, 일몰시간각으로 다음 식에 의해 산출할 수 있다.

방위각 γ>0°인 경우,

$$\begin{aligned}\omega_{sr} &= -min\,(\omega_{sr}, arcos\,[(AB+\sqrt{A^2-B^2+1}/(A^2+1)]) \\ \omega_{ss} &= min\,(\omega_{sr}, arcos\,[(AB-\sqrt{A^2-B^2+1}/(A^2+1)])\end{aligned} \tag{17}$$

방위각 γ<0°인 경우,

$$\begin{aligned}\omega_{sr} &= -min\,(\omega_{sr}, arcos\,[(AB-\sqrt{A^2-B^2+1}/(A^2+1)]) \\ \omega_{ss} &= min\,(\omega_{sr}, arcos\,[(AB+\sqrt{A^2-B^2+1}/(A^2+1)])\end{aligned} \tag{18}$$

$$\begin{aligned}A &= [cos\psi/(sin\gamma tan\beta)]+(sin\psi/tan\gamma) \\ B &= tan\delta\,((cos\psi/tan\gamma)-[sin\psi/(sin\gamma tan\beta)])\end{aligned} \tag{19}$$

4.1.5. PV어레이의 효율과 손실

PV어레이의 평균효율 η_p은 평균 모듈온도 T_c의 함수이다.

$$\eta_p = \eta_r [1 - \beta (T_c - T_r)] \tag{19}$$

η_r : 기준온도 $T_r (= 25℃)$에서의 효율
β_p : 온도계수

그리고 T_c는 대기압에서의 평균월 온도 T_a와 관계가 있다.

$$T_c - T_a = (219 + 832\overline{K}_t) \frac{NOCT - 20}{800} \tag{20}$$

$NOCT$: *Nominal Operating Cell Temperature*
$\overline{K}_t$: *monthly clearness index*

η_r, $NOTC$, β_p 는 PV모듈 형태에 따라 결정되며, 사용자에 의해 결정되거나, <표 Ⅲ-18>의 주어진 값으로 할 수 있다.

<표 Ⅲ-18> 표준 기술에서 PV모듈의 특성

PV module type	η_r (%)	$NOTC$ (℃)	β_p (%/℃)
Mono-Si	13.0	45	0.40
Poly_Si	11.0	45	0.40
a-Si	5.0	50	0.11
CdTe	7.0	46	0.24
CIS	7.5	47	0.46

위 식은 어레이의 기울기가 최적일 때 즉 위도에서 일적위를 뺀 값과 같을 때 적합한 식이다. 그렇지 않을 경우 보정계수 C_f를 곱해주어야 한다.

$$C_f = 1 - 1.17 \times 10^{-4} (s_M - s)^2 \tag{21}$$

s_M : 최적의 어레이기울기 (*the optimum tilt angle*)
s : 실제기울기 (*the actual tilt angle*)

따라서 PV 어레이에 의해 공급되는 에너지 E_p와 기타 손실에 의해 보정된 E_A는 다음 식에 의해 계산된다.

$$E_p = S\eta_p \overline{H}_t \tag{22}$$

$$E_A = E_p(1-\lambda_p)(1-\lambda_c) \tag{23}$$

S : 어레이의 면적
λ_p : 기타 PV어레이손실
λ_c : $other\ \ power\ \ conditioning\, losses$

여기서 E_A는 부하와 배터리에 공급되는 어레이 에너지이며, 전체 어레이 효율 η_A는 다음과 같다.

$$\eta_A = \frac{E_A}{S\ \overline{H}_t} \tag{24}$$

4.1.6. On-Grid Model의 발전량 계산

On-Grid Model은 가장 간단한 시스템으로서 특별히 부하나 어레이 크기가 제시되진 않는다. 단, 어레이 크기가 사용자에 의해 입력이 되며 인버터는 어레이 에너지와 같다. 송전계통에 공급되는 에너지는 인버터 손실을 고려하여 어레이에 의해 생산되는 에너지이다.

$$E_{grid} = E_A\ \ \eta_{inv} \tag{25}$$

η_{inv} : 인버터손실

이러한 에너지는 모두가 송전계통에 의해 흡수되는 것은 아니며, 그것은 송전계통의 형태에 따라 달라질 수 있다. 실제 공급되는 에너지 E_{dlvd}(발전량)은 다음과 같다.

$$E_{dlvd} = E_{grid}\ \eta_{abs} \tag{26}$$

E_{abs} : PV에너지 흡수율

4.1.7. Off-Grid Model의 발전량 계산

Off-Grid Model은 배터리를 포함한 stand-alone system으로서 발전기가 추가되거나 그렇지 않을 수도 있다. PV어레이에 의한 에너지 공급은 배터리를 통해 간접적으로 공급이 되거나, PV어레이를 통해 직접 공급되는 두 가지 형태를 취하며, 나머지 부하는 필요시 발전기를 통해 이루어진다.

① 부하 계산

사용자는 DC와 AC 수요를 kWh/d의 형태로 정의해 주는데, 이때 AC 수요는 인버터 효율로 나누어 DC 형태로 환산한다. 따라서 총 DV 수요 $D_{DC,equ}$는 다음과 같이 계산된다.

$$D_{DC,equ} = D_{DC} + \frac{D_{AC}}{\eta_{inv}} \tag{27}$$

η_{inv} : 인버터효율

또한 부하의 형태에 따라서 수요를 정의해 주어야 하는데, 그 형태는 다음 세 가지가 있다. 수요의 종류는 식 (28)과 같다

$$D_{DC,equ} = D_{matched} + D_{continuous} + D_{battery} \tag{28}$$

$D_{matched}$: PV 모듈에 에너지 를 공급받는 수요
$D_{continuous}$: 하루내내 일정한 수요
$D_{battery}$: 주로 배터리에 의해 공급받는 수요

$D_{continuous}$는 태양에너지가 충분히 공급되는 경우에는 PV모듈에 의해, 그렇지 않은 밤이나 날이 흐린 경우에는 배터리에 의해 공급을 받는다. 이 수요를 계산하기 위한 방법은 다음 절에서 설명이 되는데 일정한 에너지수요를 갖는 부하로서 정의되는 P_{crit}(critical PV absorption level)가 이용된다.

$$P_{crit} = \frac{D_{continuous}}{24} \tag{29}$$

여기서 $D_{continuous}$의 단위는 Wh, P_{crit}의 단위는 W로 표현된다.

② Utilizability method

일정한 부하 중 얼마만큼이 PV어레이에 의해 에너지를 공급받을 수 있는지를 찾기 위해서 Utilizability method[18)]가 이용된다.

4.1.8. Water pumping model

하루 필요한 수력에너지 E_{hydr}는 부피 Q(㎥/d)의 물을 높이 h(m)까지 올리는데 필요한 에너지이다.

$$E_{hydr} = 86400 \rho g Qh \ (1 + \eta_f) \tag{30}$$

g : 중력가속도 $(9.81 m\ s^{-2})$
η_f : 파이프의 마찰손실

18) BLACK & VEATCH, Nebraska Photovoltaic System Case Study : Water Pumping Application, 2003

따라서 펌프를 돌리기 위해 필요한 에너지는

$$E_{pump} = \frac{E_{hydr}}{\eta_{pump}} \tag{31}$$

펌프가 AC 전원이라면 인버터 효율을 고려해 주어야 한다.

$$E_{pump} = \frac{E_{hydr}}{\eta_{pump}\,\eta_{inv}} \tag{32}$$

따라서 공급되는 에너지는 다음 식으로 계산될 수 있으며, 여기서 E_A는 어레이의 에너지로서 AC 펌프인 경우 인버터 효율 η_{inv}을 곱해주어야 한다.

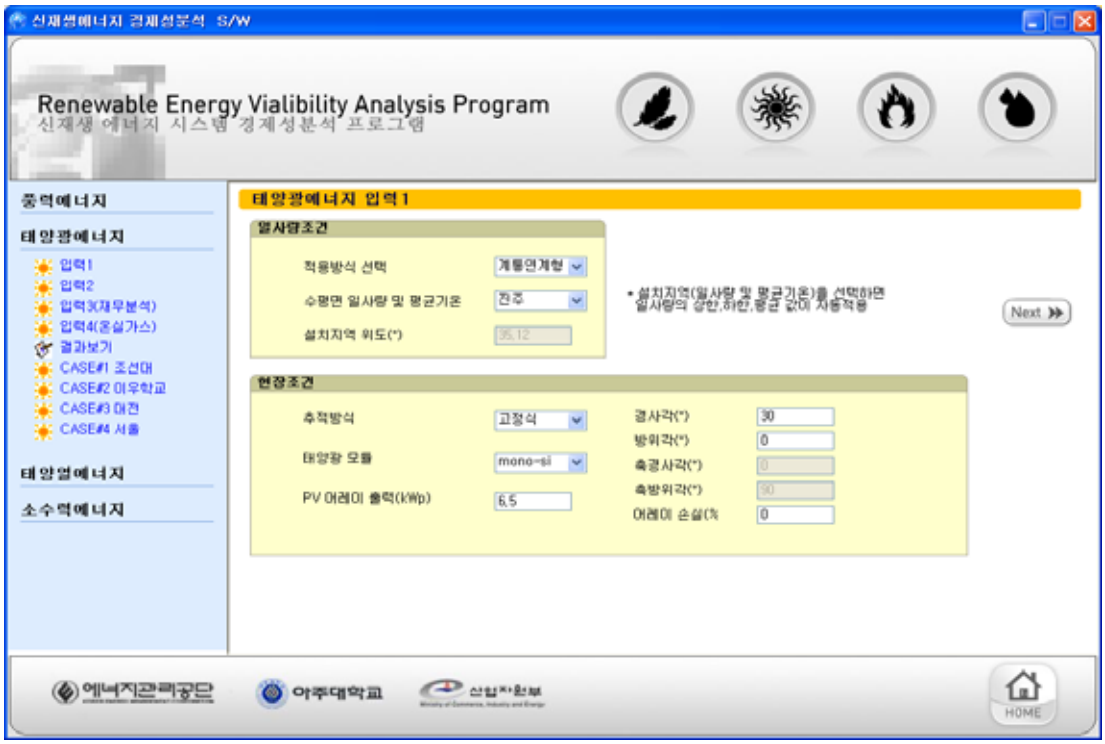
$$E_{dlvd} = \eta_{pump} min\,(E_{pump}, E_A) \tag{33}$$

하루에 공급되는 물의 양은

$$Q_{dlvd} = \frac{E_{dlvd}}{86400\rho gh\,(1+\eta_f\,)} \tag{34}$$

4.2. 태양광 시스템 모형

4.2.1. 에너지 산출



[그림 Ⅲ-23] 태양광의 발전량 산출 입력화면(1)

1) 적용방식 선택

계통연계형과 워터펌핑은 발전기 및 배터리를 포함하지 않으며, 독립형은 발전기의 경우 선택사항이고 배터리를 포함하게 되어 있다.

2) 수평면 일사량 평균기온

태양광 시스템을 설치하고자 하는 지역과 가장 가까운 지역을 선택한다. 선택된 지역에는 기상청의 수평면 일사량 및 평균기온 자료가 입력되어 있다. 여기서 일사량 자료는 각 지역 5개년 실적치를 기준으로 추출된 상・하한과 평균치 세 가지 값이 이용되었다. 사용자에 의해 설치지역의 수평면 일사량 및 평균기온 자료 확보가 가능한 경우에는 사용자 입력

을 선택하여 직접 입력한다.

3) 설치지역 위도

수평면 일사량 및 평균기온(지역)의 선택지역과 태양광 시스템 설치지역이 동일하다면, 위도가 자동으로 입력되며, 그렇지 않은 경우에는 사용자가 설치지역의 위도를 직접 입력한다.

4) 추적방식

· 고정식 : 축이 고정되어 있으며, 방위각 및 경사각을 입력한다.

· 1축(동서) : 동서 방향의 축이 회전하면서 태양을 추적한다.

· 2축 : 두개의 축이 회전하며, 방위각 및 경사각을 입력하지 않는다.

· 1축(남북) : 기울기가 고정되어 있으며, 수직축을 따라 회전한다.

5) 태양광 모듈

모듈의 형식은 "mono-Si," "poly-Si," "a-Si," "CdTe," "CIS" 이 있다. 모듈형식을 선택함으로써, 모듈의 효율, NOTC, 온도계수가 자동으로 입력되며, 제작사에 따라 차이가 있을 경우에는 사용자 입력을 선택하여 해당되는 자료를 수정한 후 다시 모듈 형식을 선택한다. 여기서 NOCT는 PV 모듈이 일사량 800W/m2, 풍속 1m/s, 대기 온도가 20℃에 도달했을 때의 모듈 온도이다.

6) PV어레이 출력

계통연계형의 경우 사용자가 직접 입력한다. 독립형 또는 워터펌핑 방식에서는 처음에는 사용자가 직접 입력하되, 추천된 어레이 출력 값과 비교하여 적합한 값을 입력한다.

※ 어레이 용량(추천) : 입력된 부하에 따라 프로그램 내에서 계산하여 사용자가 참고할 수 있도록 용량 추천

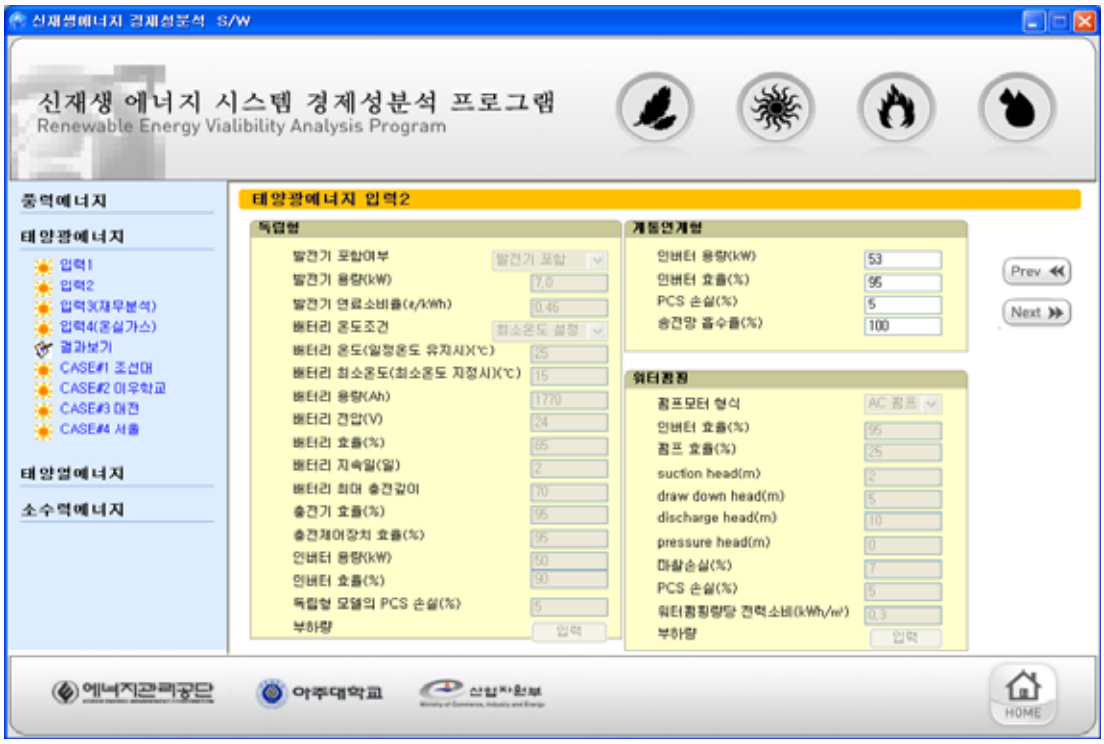
7) 경사각, 방위각, 축경사각, 축방위각

PV어레이의 추적방식에 따라 입력창이 활성화된다. 경사각은 PV 어레이와 수평면 사이의 각을 의미하며, 방위각은 자오선을 기준으로 정남일 경우 0°이며, 서쪽으로 가면서 방위각이 증가(0°~180°)한다. 축경사각 및 축방위각의 경우에는 PV어레이가 아닌 축을 기준으

로 한다.

8) 어레이 손실

PV어레이 면의 먼지, 눈 등 이물질로 인한 손실을 반영하는데, 통상 0%~20% 사이에서 입력한다.



[그림 Ⅲ-24] 태양광의 발전량 산출 입력화면(2)

9) 발전기 포함여부

독립형시스템에서 발전기 포함 여부를 반영하며, 발전기를 포함할 경우 발전기 용량, 연료소비율 등 필요한 변수의 입력창이 활성화된다.

10) 발전기 용량

발전기 포함을 선택할 때 사용자가 직접 입력하되, 추천된 발전기 용량과 비교하여 적합한 값을 입력한다.

※ 발전기 용량(추천) : 입력된 부하에 따라 프로그램 내에서 계산하여 사용자가 참고할 수 있도록 용량 추천

11) 배터리 온도조건

배터리가 외부 온도에 큰 영향을 받으면 “대기온도", 일정온도를 계속 유지하려 한다면 ”일정온도", 최소온도를 지정하고자 한다면 “최소온도 설정”을 선택한다.

※ 일정온도 : 예를 들어 배터리가 지하에 설치되어 있다면 적정 온도는 18℃이다.

※ 최소온도 설정 : 배터리의 특성을 고려해서 최소온도를 설정하는데, 예를 들어 배터리 온도가 물의 어는점 이상일 경우에는 0℃를 입력하고, lead-acid 배터리를 사용할 경우 배터리가 어는 것을 막기 위해 이 값은 -15℃ 이상이어야 한다.

12) 배터리 지속일

일반적으로 10일 전의 값들이며 지속일이 작을 경우에는 발전기(genset)에 의지한다.

13) 배터리 최대 방전깊이

배터리의 최대 방전깊이는 배터리의 크기와 종류에 따라 달라지므로, 제작사에서 제시하는 사양을 참고하여 입력한다.

14) 부하량(독립형)

독립형일 경우 부하입력 버튼을 선택하면 다음과 같은 입력창이 나타나며, 부하의 유형별로 설치지역의 부하량을 입력한다. 주의할 점은 입력하지 않는 빈 칸은 “0”으로 입력되어야 한다. 또한 부하유형의 경우 다음과 같은 기준으로 입력한다.

· 0 : 부하에 공급되기 전에 배터리로 공급되는 경우, 냉장고 등 단속적인 운전 필요시

· 1 : 연중 일정하게 사용되는 부하, 모니터링시스템 등 (배터리에서 공급)

· 2 : PV모듈과 직접 연결되는 부하

ac=0 / dc=1	부하유형	부하(kW)	일 사용시간	주당 사용일수
1	1	0.28	24	7
1	1	0.04	24	7
0	1	0.36	16	7
1	1	0.4	2	1
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0

OK
Cancel

[그림 Ⅲ-25] 독립형 태양광 시스템 부하입력화면

15) 송전망 흡수율

계통연계형 시스템에서 송전망에 공급되는 에너지의 비율이며, 중앙집중형(central-grid)일 경우에는 통상 100%이지만, 특정지역에 한정된 송전망(isolated-grid)일 경우에는 약 95%를 입력한다.

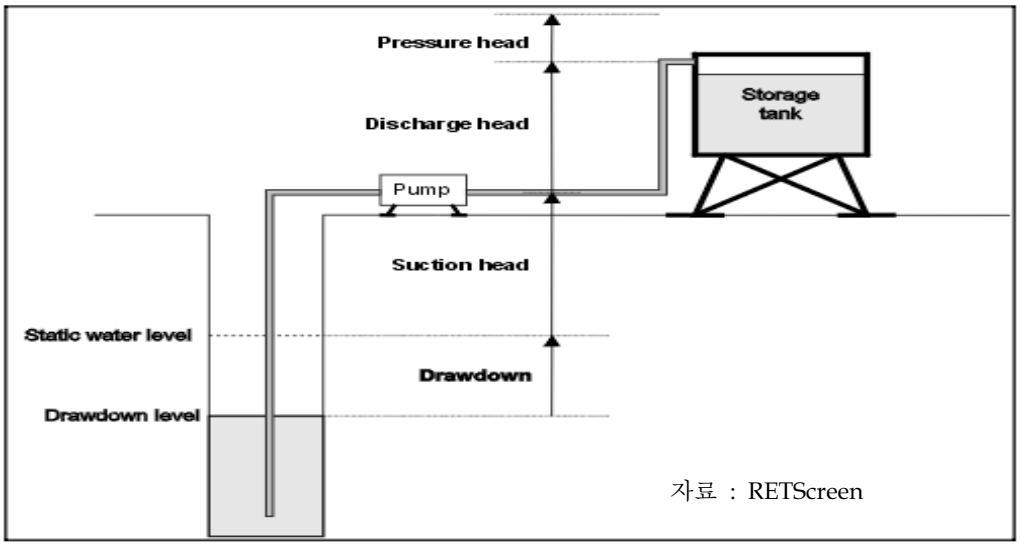
16) sucton head, draw down head, discharge head, pressure head, 마찰손실

· sucton head(m) : 펌프의 중심에서 수면까지의 수직 거리를 입력한다. 이 값은 수압을 고려해 8m를 넘지 않도록 한다.

· draw down head(m) : 수면과 펌프질에 의해서 수위가 낮아졌을 때의 수면의 수직 거리를 입력한다.

· discharge head(m) : 펌프의 중심에서 저장 탱크의 수면의 높이까지의 수직 거리를 입력한다.

· 마찰손실(%) : 일반적으로 5%~10%를 입력한다.



[그림 Ⅲ-26] 낙차 용어설명

17) 워터펌핑량당 전력소비

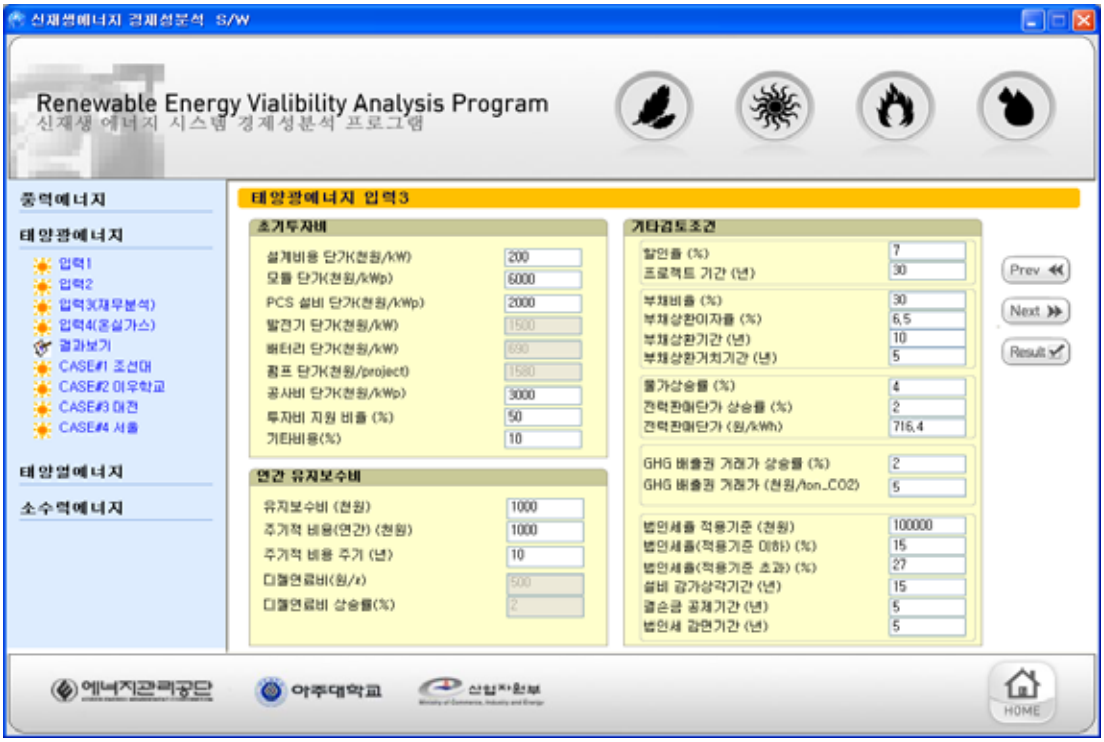
기존 전력계통의 전기를 이용해서 펌핑할 경우 전력소비량을 입력하며, 이는 경제성 분석시 수익(에너지절감)항목에 반영된다.

18) 부하량(워터펌핑)

부하입력 버튼을 선택하면 독립형의 경우와 같은 입력창이 나타나며, 용도별로 설치지역의 부하량을 입력한다. 주의할 점은 입력하지 않는 빈 칸은 “0”으로 입력되어야 한다. 또한 워터펌핑의 용도는 다음과 같은 기준으로 입력한다.

- 0 = 가정용(사람수) : liter/일.사람 1인
- 1 = 목장용(가축수) : liter/일. 가축1두
- 2 = 관개(면적 ha) : m^3/일. 단위면적

4.2.2. 재무분석



[그림 Ⅲ-27] 태양광의 재무분석 입력화면

1) 초기투자비

◦ 설계비용 단가(천원/kW)

- PV프로젝트를 설계하기 위해 필요한 비용으로 PV 시스템 설계 비용, 구조설계비용, 전기 설계비용 및 감리비용, 입찰 및 계약 비용 등이 포함된다.

◦ 모듈단가(천원/kWp)

- 모듈단가는 PV모듈 등의 장치를 구매하는 비용으로 직류(DC)전압과 전류를 생산하는 PV모듈과 지역마다 각각 다른 비용으로 제공되는 수송비용 등이 포함된다. PV모듈의 총 비용은 요구된 총 PV array의 출력(kWp)에 의해 결정된다.

◦ PCS설비 단가(천원/kWp)

- 태양광 발전용 PCS(Power Conditioning System: 전력변환장치)의 구매단가를 의미한다.

◦ 발전기 단가(천원/kW)

- 발전기, 전력 저장용 축전지, 펌프의 구매단가를 입력하면 된다.

①invert(on-grid: $1000~1500/kW AC, off-grid: $1000~2000/kW AC)

②genset (가정용 7.5kW: $450~1200/kW AC, 상업,산업용 25kW: $500~1700/kW AC)

③축전지(lead-acid: automotive 75~125/kWh, lead-acid: RV/golf cart 100~150/kWh, lead-acid: vented industrial 175~400/kWh, lead-acid: inexpensive gel 또는 AGM 250~400/kWh, lead-acid industrial gel 또는 AGM 350~100/kWh, Nickel-cadmium: industrial 1000~1900/kWh)

◦ 공사비 단가(원/kWp)

- 공사비 단가는 PV모듈, 변환장치, 축전지 기전설비 등을 설치하기 위해 필요한 비용을 의미한다. 대략 $900/kWp~$2500/kWp의 비용이 든다.

◦ 투자비 지원 비율(%)

- PV시스템의 확대 및 보급을 위해 정부에서 지원되는 보조금의 지원 비율을 의미한다.

◦ 기타비용(%)

- 위의 항목들에 포함되지 않은 비용들을 입력하면 된다.

2) 연간 유지보수비

◦ 유지보수비 (천원)

- 연간 유지보수비용은 재산세 및 보험료, 유지 검사비용, 우발적 위험 비용(contingency costs)등을 포함한다.

◦ 주기적 비용(연간)(천원)

- 주기적 비용은 프로젝트의 작업 조건을 유지하기 위해 규칙적인 간격으로 발생하

는 비용으로, 축전지의 교체, genset의 점검 등의 비용이 발생한다.

◦ 디젤 연료비(원/ℓ)

- 하이브리드 PV시스템의 litter당 연료비용의 단가를 의미한다. 이 비용은 선택된 연료화 프로젝트의 위치에 따라 비용이 달라진다.

◦ 디젤 연료비 상승률(%)

- 디젤 연료비용 상승률은 프로젝트 기간 동안 추정된 디젤연료비의 연간 상승률을 의미한다.

3) 기타 검토조건

◦ 할인율(%)

- 할인율은 현재가치를 얻기 위해서 미래현금흐름을 할인한 비율을 의미한다. (적용 범위 예: 일반적으로 6~11%, 북미지역 3~18%)

◦ 프로젝트기간(년)

- Project life는 프로젝트의 수명기간으로, 프로젝트가 시작되고 종료되는 시점까지의 기간을 의미한다. PV의 사업기간은 대략 20~30년 이다.

◦ 부채 비율(%)

- 부채비율은 대차대조표의 부채총액을 자기자본으로 나눈 비율을 의미한다. 부채비율의 범위는 불확실성에 따라 좌우되며, 백분율로 표시된다. (범위: 보통 0~90%와 50~90% 결정)

◦ 부채상환이자율(%)

- 부채상환 이자율은 부채기간의 연말마다 채무자가 지불해야 하는 연간 부채 이자율을 의미한다.

◦ 부채상환기간(년)

- 부채의 원금과 이자 모두 상환해야 하는 연의 기간을 의미한다. 부채의 상환기간은 일반적으로 프로젝트 기간보다 짧거나 같다. 보통 1~25년 임.

◦ 부채상환거치기간(년)

- 원금에 대해 일정기간의 이자만 지급하여 원금 상환기간을 유예하는 기간을 의미한다.

◦ 물가 상승률(%)

- 사용자가 입력하는 물가 상승률은 project의 기간 동안 추정된 연간 평균 물가 상승률을 의미한다. (북미지역: 25년 동안의 인플레이션 약 2~3%)

◦ 전력 판매 단가 상승률(%)

- 전력 구매 단가 상승률은 프로젝트의 기간 동안 측정된 에너지 회피비용의 연간 평균 상승률을 의미한다. 북미지역에서는 보통 0~5%, 2~3% 정도의 상승률을 보인다.

◦ 전력판매단가(원/kWH)

- 전력판매단가는 에너지의 절감비용 또는 태양광 발전을 통해 발전한 전력을 판매할 때의 단가를 의미한다.

◦ GHG 배출권 거래가 상승률(%)

- GHG저감권 거래가 상승률은 프로젝트의 기간 동안 추정된 GHG저감권 거래가격의 연간 평균 상승률을 의미한다.

◦ GHG 배출권 거래가(천원/ton_CO2)

- GHG 배출권 거래 단가는 GHG 배출권 거래가 있을 경우 배출권거래로 인한 수익을 평가해보기 위한 것으로 GHG거래를 하지 않을 경우에는 0값을 입력하면 된다. 일반적으로 배출권 거래 가격은 판매자의 추가적 배출 삭감비용보다는 높고, 구매자가 절약하게 되는 배출 삭감비용 보다는 낮은 수준에서 결정된다.

◦ 법인세율 적용기준(천원)

- 과세기준에 따라 적용받는 법인세율을 의미한다. 과세표준 1억 원이 법인세율을 적용받는 기준이 된다.

◦ 법인세율(적용기준 이하)(%)

- 과세표준이 1억 원 이하일 경우에는 과세표준의 15%로 법인세율을 적용 받는다.

◦ 법인세율(적용기준 초과)(%)

- 과세표준이 1억 원을 초과할 경우에는 1500만 원+1억 초과금액의 27%로 법인세율을 적용 받는다.

◦ 설비 감가상각기간(년)

- PV관련 설비의 가치가 감소하여 완전히 사용 불능이 될 때까지의 기간을 의미한다.

◦ 결손금 공제기간(년)

- 사업부진 등으로 적자가 발생하여 결손이 생길경우, 그 결손만큼 소득금액에서 세금을 공제해 주는 기간을 의미한다.

◦ 법인세 감면기간(년)

- 특별세액 감면 등의 기타 사유로 법인세를 감면 받는 기간을 입력하면 된다.

4.2.3. 온실가스 저감량 평가

[그림 Ⅲ-28] 태양광의 온실가스 분석 입력화면

태양광 발전에 따른 온실가스 배출 저감실적은 기존 발전소에서 생산된 전력을 이용할 경우의 온실가스 발생량을 기준으로 계산된다. 따라서 기존 발전방식의 점유율과 각 에너지원별 연료전환효율을 토대로 에너지량을 계산하고, 그에 따른 온실가스 발생량을 추정한다. 여기서 온실가스는 모두 이산화탄소로 환산한 값은 적용한다.

4.2.4. 결과화면

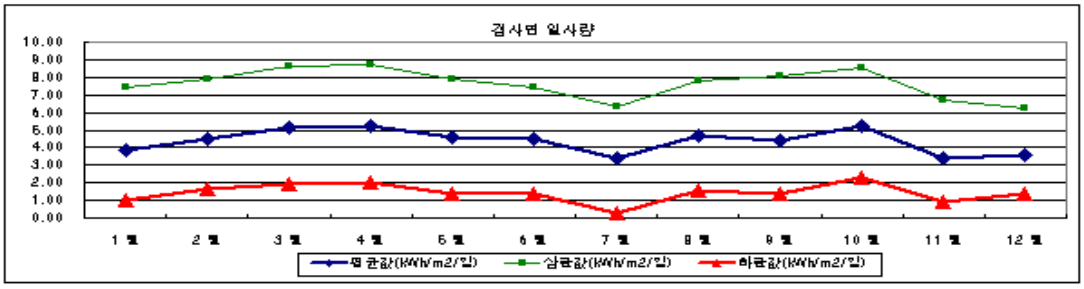
태양광 발전 경제성 프로그램의 출력화면은 사용자가 입력 또는 선택한 자료에 대한 계산 결과를 사용자가 쉽게 가공할 수 있도록 Excel 파일로 제공한다. Excel 파일은 발전량 분석, 재무분석, 입력화면 등 세가지 sheet로 구성되어 있다.

경사면 일사량 및 발전량 계산결과

<<경사면 일사량>>

월	평균값(kWh/m2/일)	상한값(kWh/m2/일)	하한값(kWh/m2/일)	연간경사면일사량 (MWh/m²)
1 월	3.81	7.41	0.98	
2 월	4.53	7.85	1.67	
3 월	5.10	8.63	1.94	평균값 :
4 월	5.27	8.69	2.03	1.60
5 월	4.63	7.89	1.41	
6 월	4.48	7.43	1.36	상한값 :
7 월	3.41	6.30	0.30	2.78
8 월	4.64	7.81	1.56	
9 월	4.43	8.07	1.35	하한값 :
10 월	5.23	8.51	2.34	0.52
11 월	3.43	6.70	0.95	
12 월	3.59	6.21	1.34	

* 기온은 모두 평균기온으로 적용



<<발전량>>

구분	평균값	상한값	하한값
태양광 발전량	**9.10 MWh**	**15.39 MWh**	**3.05 MWh**
발전기 발전량			
- 발전기 연료소비량			
총 발전량	9.10 MWh	15.39 MWh	3.05 MWh
온실가스 배출 저감량	5 톤	8 톤	2 톤

[그림 Ⅲ-29] 태양광의 발전량 분석화면

경제성분석 결과

구분	순현재가치(NPV)(백만원)		내부수익률(IRR)(%)	
	세전	세후	세전	세후
평균값	40.3	36.7	17.8	17.5
상한값	110.5	99.1	35.0	34.2
하한값	-27.2	-27.3	0 이하	0 이하

민감도분석

<<전력판매가격 변화에 대한 민감도 분석>>

전력판매가격		평균값		상한값		하한값	
비율(%)	원/ kWh	NPV (백만원)	IRR (%)	NPV (백만원)	IRR (%)	NPV (백만원)	IRR (%)
75	537.3	11.3	10.6	56.2	23.4	-35.8	0.0
80	573.1	16.4	12.1	64.8	25.6	-34.1	0.0
85	608.9	21.5	13.5	73.4	27.8	-32.4	0.0
90	644.8	26.5	14.9	81.9	30.0	-30.7	0.0
95	680.6	31.6	16.2	90.5	32.1	-29.0	0.0
100	716.4	36.7	17.5	99.1	34.2	-27.3	0 이하
105	752.2	41.7	18.9	107.7	36.4	-25.6	0 이하
110	788.0	46.8	20.1	116.2	38.5	-23.9	0 이하
115	823.9	51.9	21.4	124.8	40.6	-22.2	0 이하
120	859.7	56.9	22.7	133.4	42.7	-20.5	0 이하

<<투자비 변화에 대한 민감도 분석 >>

투자비		평균값			상한값			하한값		
비율(%)	백만원	NPV (백만원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)	NPV (백만원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)	NPV (백만원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)
75	60	43.7	23.3	407	106.1	45.7	273	-20.3	0 이하	1,146
80	64	42.3	21.9	417	104.7	42.8	278	-21.7	0 이하	1,176
85	68	40.9	20.6	427	103.3	40.3	284	-23.1	0 이하	1,205
90	72	39.5	19.5	437	101.9	38.0	290	-24.5	0 이하	1,235
95	76	38.1	18.5	447	100.5	36.0	296	-25.9	0 이하	1,264
100	80	36.7	17.5	457	99.1	34.2	302	-27.3	0 이하	1,294
105	84	35.3	16.7	467	97.7	32.6	308	-28.7	0 이하	1,324
110	88	33.9	16.0	476	96.3	31.1	314	-30.1	0 이하	1,353
115	92	32.5	15.3	486	94.9	29.8	319	-31.5	0 이하	1,383
120	96	31.1	14.6	496	93.5	28.6	325	-32.9	0 이하	1,412

* 기준가격은 입력된 할인율에서 NPV를 '0'으로 하는 전력판매가격을 말한다

[그림 Ⅲ-30] 태양광의 재무분석화면

입력1

일사량 조건	
적용방식 선택	계통연계
수평면 일사량 및 평균기온	진주

현장조건	
추적방식	고정식
태양광 모듈	mono-si
PV 어레이 용량(kWp)	6.5
경사각	30
방위각	0
측경사각	0
어레이 손실(%)	0

입력2

독립형	
발전기 포함여부	포함안함
발전기 용량(kW)	7
발전기 연료소비율(L/kWh)	0.46
배터리 온도조건	최소온도
배터리 온도(일정온도 유지시)(섭씨)	25
배터리 최소온도(최소온도 지정시)(섭씨)	15
배터리 용량(Ah)	1770
배터리 전압(V)	24
배터리 효율(%)	85
배터리 지속일(일)	2
배터리 최대 충전깊이	70
충전기 효율(%)	95
충전제어장치 효율(%)	95
인버터 효율(%)	95
독립형 모델의 PCS 손실(%)	5

계통 연계형	
인버터 용량(kW)	53
인버터 효율(%)	95
PCS 손실(%)	5
송전망 흡수율(%)	100

워터펌핑	
펌프모터 형식	AC펌프
인버터 효율(%)	90
펌프 효율(%)	25
suction head(m)	2
draw down head(m)	5
discharge head(m)	10
pressure head(m)	0
마찰손실(%)	7
PCS 손실(%)	5
워터펌핑량당 전력소비(kWh/㎥)	0.3

[그림 Ⅲ-31] 태양광의 입력변수 화면

4.3. 태양광 시스템 모형의 유용성 검토

4.3.1. 검토방법

태양광발전시스템의 경제성 평가 프로그램이 실제 프로젝트에 대한 사전 타당성 검토의 도구로 활용되기 위해서는 기존 태양광 시스템의 실측자료와 비교를 통해서 유용성을 확인할 필요가 있다. 본 보고서에서는 프로젝트의 현금흐름 산출을 위해 우선 계산되어야 하는 경사면 일사량과 발전량을 비교 대상으로 하였다.

발전량 계산 및 경제성 평가 프로그램의 소스는 통계 프로그램인 GAUSS를 이용해서 작성되었고, 발전량 계산 알고리즘은 RETScreen과 마찬가지로 태양광 발전시스템의 설계시 일반적으로 사용되어지는 Duffie and Beckman[19]을 이용하였다.

RETScreen과 GAUSS 모사 프로그램에서 경사면 일사량은 발전량 계산 알고리즘의 초기에 계산되는 값으로서 실측데이터인 수평면 전일사량을 기초로 계산된다. 프로그램에서 계산되는 경사면 일사량이 기존 태양광 시스템의 관측 자료와 일치하는지 여부를 판단하기 위해, 이들 두 가지 종류의 데이터 평균을 비교하는 T검정을 이용하여 분석하였다. T검정은 관측 자료와 RETScreen, 관측 자료와 GAUSS 모사 프로그램, 그리고 RETScreen과 GAUSS 모사 프로그램 각각에 대하여 수행하였다.

발전량은 태양광 프로젝트의 경제성 분석에서 가장 중요한 요소의 하나이다. 그러나 현재 운영 중에 있는 태양광 시스템에 설치된 태양광 모듈과 인버터 등의 설치형태 및 사양 등이 다양하며, 주변 환경 등 조건이 다르기 때문에 프로그램의 계산 값과 직접 비교하기는 어렵지만 프로그램이 사전 타당성 검토에 유용한지 여부는 판단할 수 있을 것이다.

4.3.2. 경사면 일사량 비교

경사면 일사량 비교를 위한 관측 자료는 대전지방에서 1996년 8월부터 2000년 2월까지 3년 6개월간 매 시간마다 측정된 자료를 토대로 분석한 각 방위별 경사면 일사량 자료를 이용하였다[20]. 프로그램의 경사면 일사량 계산을 위해서 수평면 일사량은 관측 자료의 것으로

19) Duffie, J., A., Beckman, W., A., “Solar Engineering of Thermal Process“John Wiley & Sons, Inc., 1991

그대로 적용하였고, 월 평균기온은 위 기간 동안 대전지방의 월별 평균기온을 적용하였다. 이러한 조건에 따른 프로그램과 관측 자료의 연평균 경사면 일사량 비교 결과 관측 자료와 프로그램 계산결과 모두 <표 Ⅲ-19>에서 보는 바와 같이 큰 차이는 보이고 있지 않으며, 경사각 30° 상태에서 연평균 경사면 일사량이 가장 높은 값을 보인다는 점에서 유사한 결과를 나타내고 있다.

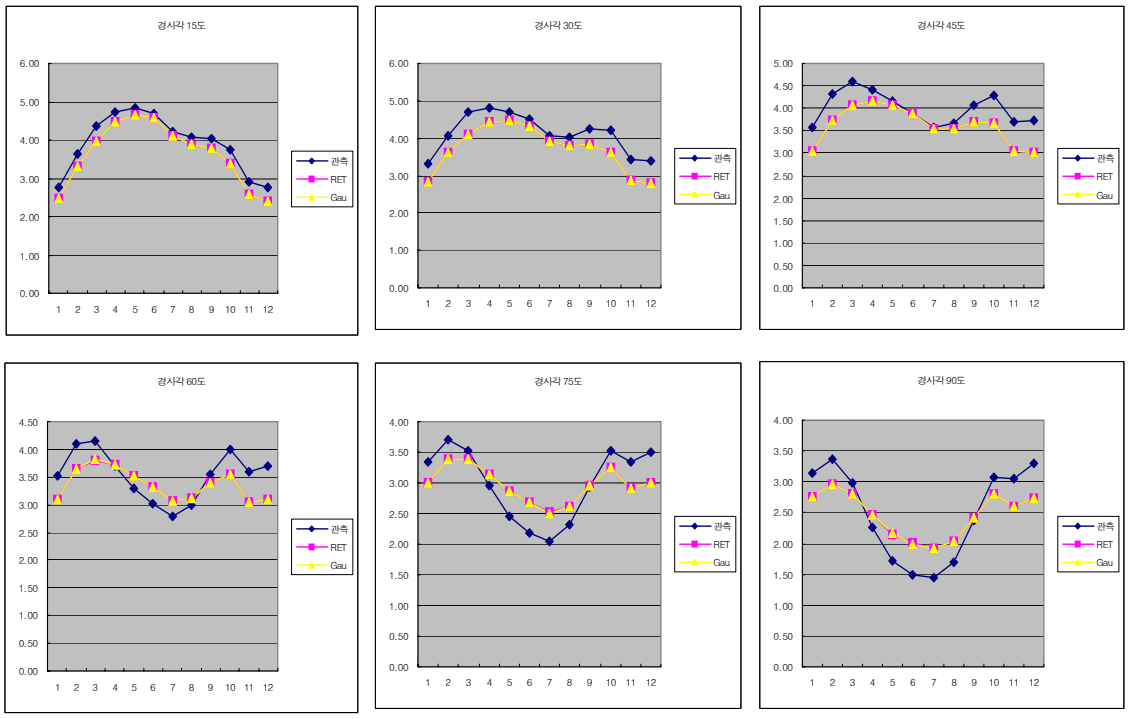
<표 Ⅲ-19> 연평균 경사면 일사량 비교

(단위 : kWh/m2.day)

경사각 / 자료구분	0°(수평면)	15°	30°	45°	60°	75°	90°
관측자료	3.40	3.90	4.12	3.99	3.53	2.98	2.49
RETScreen	3.40	3.64	3.71	3.62	3.37	2.98	2.47
GAUSS	3.40	3.63	3.71	3.62	3.37	2.98	2.47

각각의 경사각에서 월별 경사면 일사량을 비교하면, 경사각 45°까지는 동하절기 모두 관측 값이 높게 나타나며, 60° 이상에서는 하절기에 프로그램의 계산결과가 높게 나타나고 있다. 이러한 결과는 [그림 Ⅲ-32]를 통해서 확인할 수 있다.

20) 조덕기, 강용혁, 이의준, 오정무, 국내 태양광발전시스템의 최적 설치에 관한 연구, 한국태양에너지학회, Vol.24, No.3, 2004



[그림 Ⅲ-32] 월별 경사면 일사량 비교

위에서 언급한 관측 자료와 프로그램 계산 값과의 차이를 통계적으로 무시해도 좋은지를 판단하기 위해 관측 자료와 프로그램 계산 값에 대한 T검정을 실시하였으며, T검정 결과는 <표 Ⅲ-20>에 요약되어 있다. 관측 자료와 계산 값의 평균이 같다는 귀무가설을 설정하고 귀무가설이 채택된다면, 프로그램의 계산 값이 관측 자료와 통계적으로 다르지 않다는 것을 보여주는 것이다.

<표 Ⅲ-20> 관측 자료와 계산 값의 T검정 결과

구 분	관측자료와 RETScreen		관측자료와 GAUSS		RETScreen과 GAUSS	
	T-value	P-value	T-value	P-value	T-value	P-value
β=15	0.82908	0.41597	0.83219	0.41425	0.00352	0.99722
β=30	1.78353	0.08830	1.78691	0.08774	0.00479	0.99622
β=45	2.36359	0.02735 *	2.36614	0.02720 *	0.00572	0.99549
β=60	1.09337	0.28606	1.10060	0.28297	0.01388	0.98905
β=75	0.03898	0.96926	0.04045	0.96810	0.00240	0.99810
β=90	0.08962	0.92940	0.09199	0.92754	0.00375	0.99704

* P>0.01

<표 Ⅲ-20>의 관측자료와 프로그램 계산값을 비교하면, 유의수준 5%에서는 PV 어레이의 경사각이 45°일 때 차이가 있다고 할 수 있지만, 유의수준 1%에서는 다르지 않다는 것을 알 수 있다. 따라서 관측자료와 프로그램 계산값이 통계적으로 일치한다고 볼 수 있다.

한편 RETScreen과 GAUSS는 의심할 여지없이 같다고 볼 수 있는데 이는 RETScreen과 GAUSS 모사 프로그램 모두 Duffie and Beckman (1991)의 경사면 일사량 계산 알고리즘을 따른 것이기 때문이다.

4.4. 사례검토를 통한 태양광 프로젝트의 경제성 분석

4.4.1. 조선대학교 기숙사(계통연계형)

① 일반현황

2002년 2월에 준공된 조선대학교 기숙사의 태양광에너지시스템은 광주광역시 “2000년 지역에너지사업”의 일환으로 추진되었다.

[그림 Ⅲ-33] 조선대학교 기숙사

8층과 9층 높이의 건물에 각각 25kW씩 총 50kW의 태양광 발전장치와 120만kcal의 태양열 온수장치를 설치하였으며, 1200여명의 학생들이 생활하는 기숙사 전력의 10%가 태양광 발전으로 이뤄진다. 특히 낮 시간 동안은 전체 전기수요량의 40%를 태양광 에너지로 공급

한다. 이 건물은 국내에서 하루 평균 일사량이 가장 많은 광주광역시의 "태양에너지 도시(Solar City)"계획의 일부로 추진되고 있다.

조선대학교 태양광발전시스템의 주요 구성현황을 보면 <표 Ⅲ-21>와 같다.

<표 Ⅲ-21> 태양광발전시스템 구성현황

구 분	사 양
태양전지판	53kWp (50W 1,068장, 단결정 실리콘)
PV 어레이 배치	오목한 형태, 방위각 0°
계통연계형 인버터	25kW용 2대, 3kW용 1대

*주 : 특정 경사각을 적용하기 어렵기 때문에, 본 보고서에서는 일반적으로 최대의 일사량을 얻을 수 있는 30°의 경사각을 적용

② 발전량 계산 입력자료

프로그램의 발전량 계산 시 필요한 주요 입력 자료는 <표 Ⅲ-22>와 <표 Ⅲ-23>에 나타나 있으며, 이 중 수평면 일사량과 월평균 기온은 2002년 기상청 자료를 이용하였다.

<표 Ⅲ-22> 주요 입력자료

위도	어레이 형태	경사각	방위각	태양광 모듈효율	NOCT	모듈 온도계수	어레이 손실	PCS 손실	인버터 효율
북위35.1°	고정식	30°	0°	0.118	45	0.004	0.1	0.05	0.95

* 태양광모듈효율은 산업자원부(2002)[21]의 업체별 모듈 규정을 참조하여 적용

* 어레이 손실(표면의 이물질 등에 따른 손실)은 RETScreen 입력범위의 중간값 적용

<표 Ⅲ-23> 광주광역시 2002년 수평면 일사량 및 평균기온

	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
수평면일사량 (kWh/㎡.day)	2.37	3.65	4.32	4.88	4.62	5.63	4.17	3.15	4.32	3.74	2.84	2.47
평균기온(℃)	2.9	3.4	8.7	14.4	18.1	22.5	25.4	24.7	21.5	14.5	6.3	4

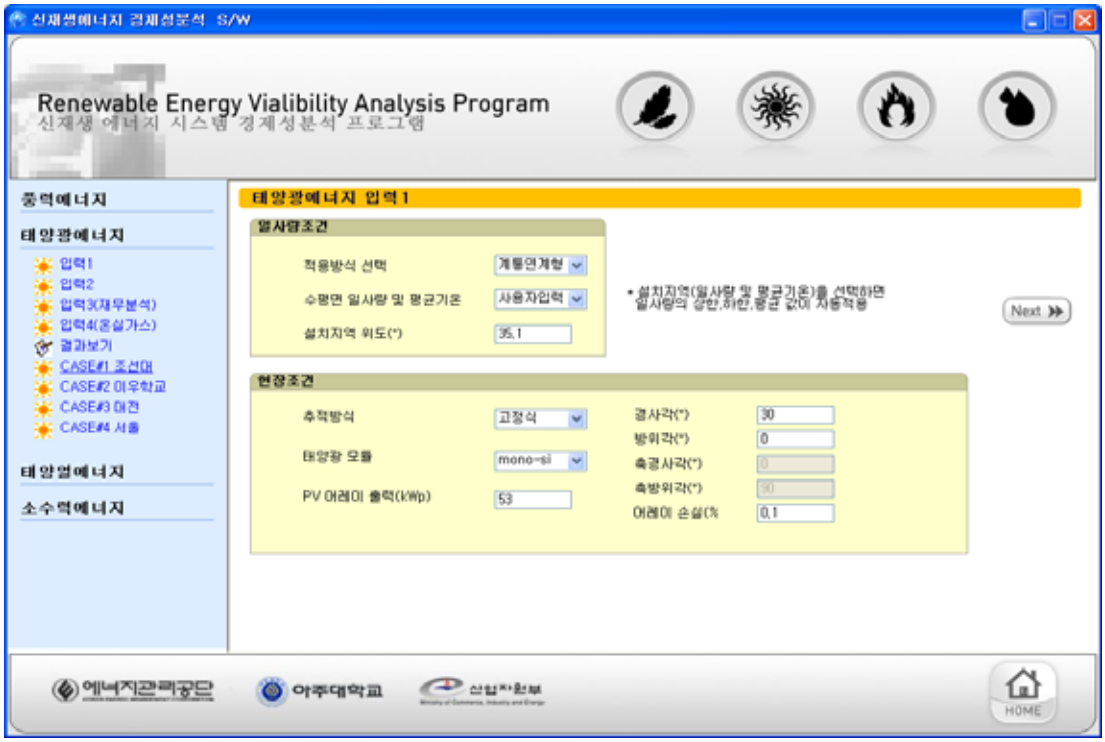
위의 data를 본 개발 프로그램에 입력하면 [그림 Ⅲ-35]와 같다. 적용방식은 계통연계형을 선택하고, 수평면 일사량 및 평균기온은 <표 Ⅲ-23>의 데이터를 입력한다. 이를 프로그램에

21) 산업자원부, 주택용 3kW급 PV시스템 및 가정용 태양열온수기 실증연구, 2002.12

입력하면, [그림 Ⅲ-34] 과 같은데 하한값과 상한값은 일정값을 평균값에서 더하고 뺀 것이다.

		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	OK
일사량	하한	0,57	1,65	1,72	1,78	1,22	2,23	0,87	0,05	1,52	1,74	1,14	1,17	Cancel
	평균	2,37	3,65	4,32	4,88	4,62	5,63	4,17	3,15	4,32	3,74	2,84	2,47	
	상한	4,17	5,65	6,92	7,98	8,12	9,03	7,37	6,25	7,22	5,84	4,54	3,67	
평균기온		-2,5	-0,3	5,2	12,1	17,4	21,9	24,9	25,4	20,8	14,4	6,9	0,2	

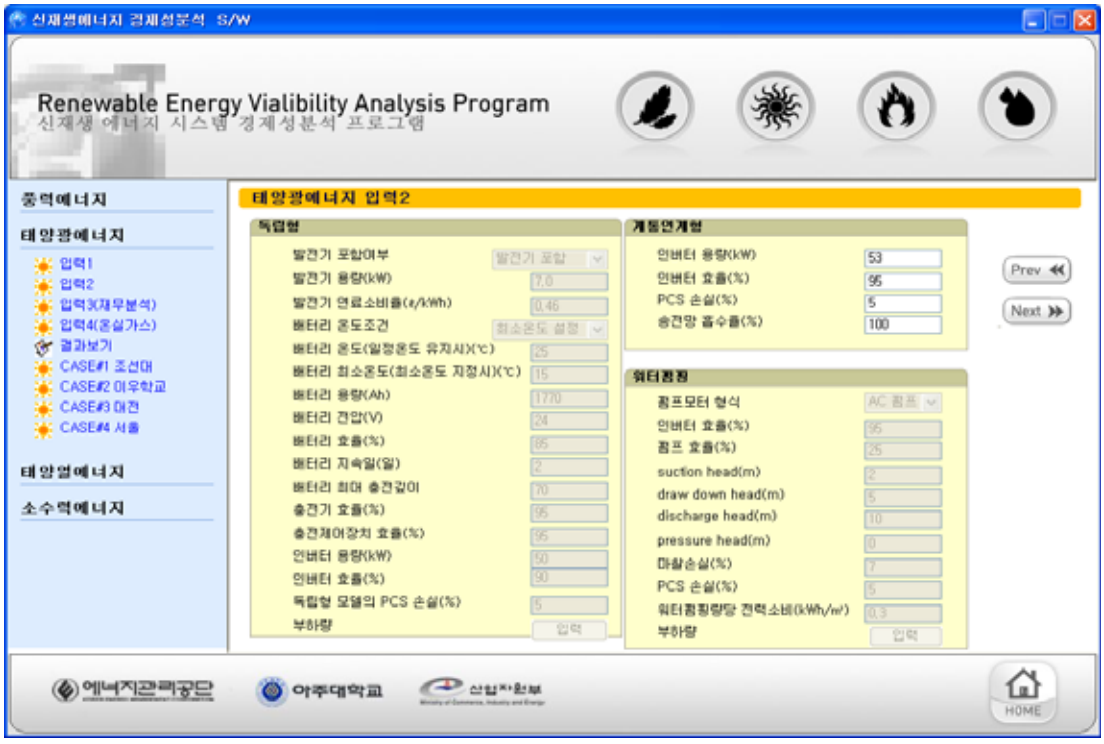
[그림 Ⅲ-34] 조선대기숙사의 수평면 일사량 및 평균기온 입력화면



[그림 Ⅲ-35] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 입력화면(1)

Next 버튼을 누르면 입력화면(2) 화면으로 이동한다. 입력화면(2)는 앞에서 적용방식을 무엇으로 선택했는가에 따라 다음그림과 같이 해당 적용방식 입력 값만 활성화된다. 본 case

에서는 계통연계형을 선택했기 때문에 계통연계형 관련 입력값만 활성화되어 있는 것을 확인할 수 있다.



[그림 Ⅲ-36] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 입력화면(2)

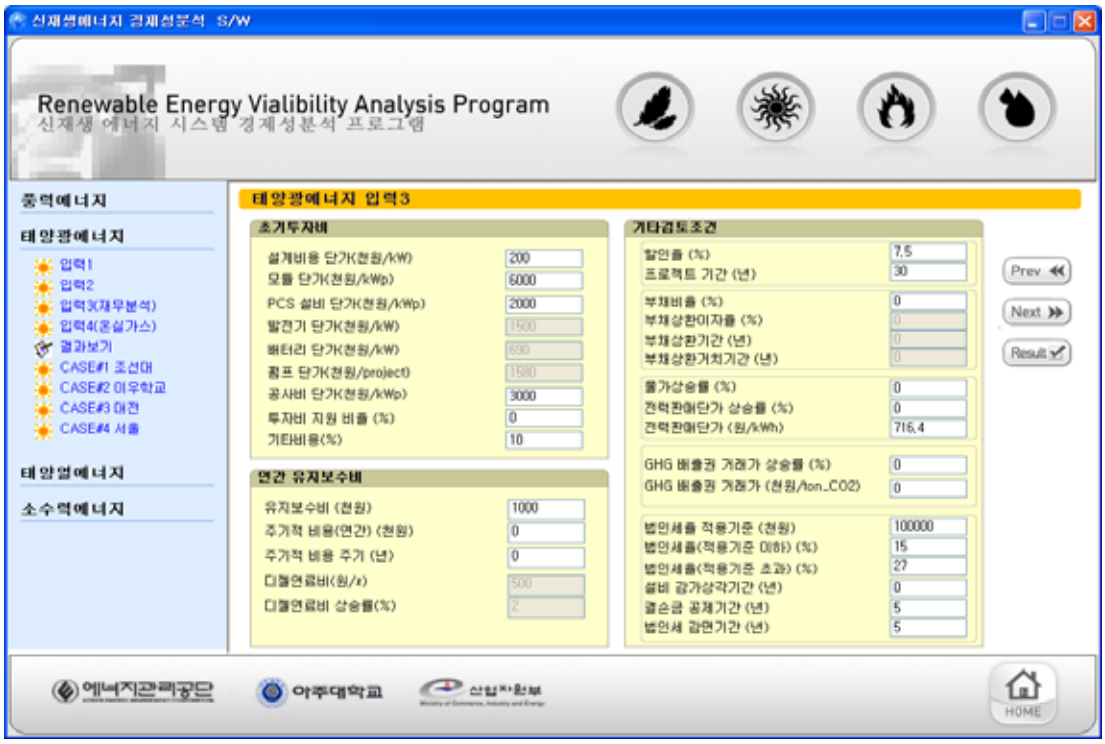
발전량 계산 관련 입력이 끝나면 재무분석 입력항목을 입력해야한다. 재무분석을 위한 주요전제는 다음과 같이 요약할 수 있다.

<표 Ⅲ-24> 경제성 평가 주요전제

검토기간	할인율	초기투자비	부채	설치보조	전력판매단가	유지보수비
30	7.5%	653백만원	없음	없음	716.4원/kWh	1 백만원/년

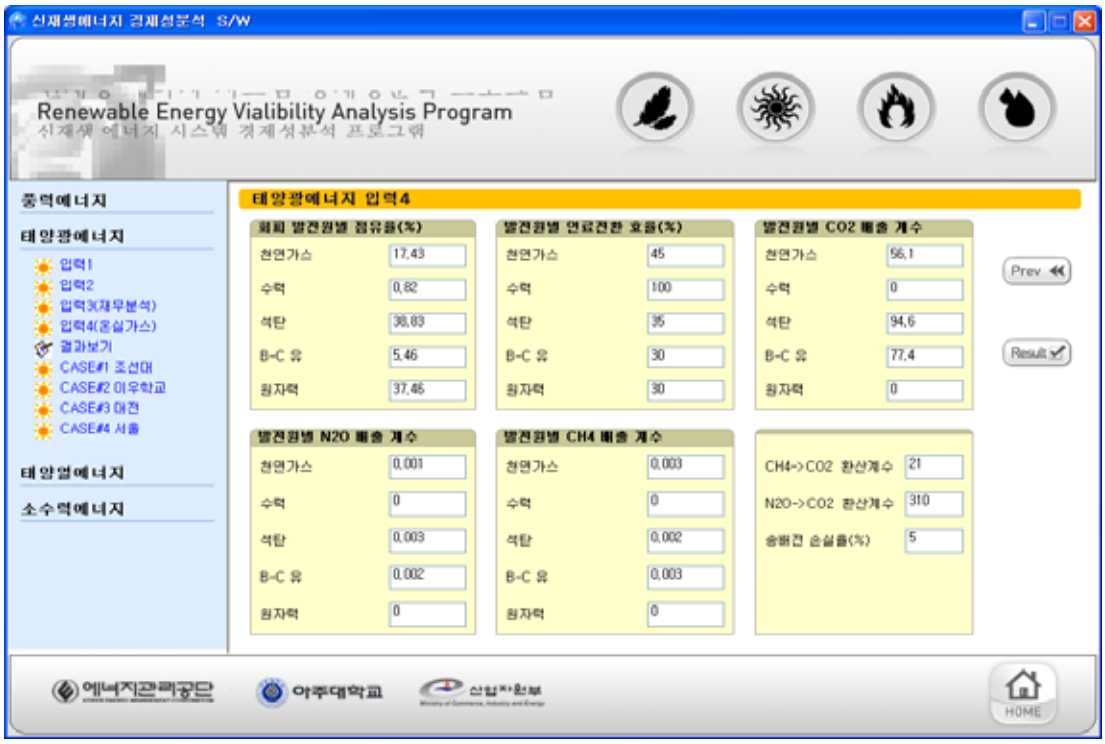
* 초기투자비는 프로그램상의 설계, 공사 및 장비구매단가를 그대로 적용하여 계산된 값

위 data를 프로그램에 입력하면 다음그림과 같다.



[그림 Ⅲ-37] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 재무분석 입력화면

재무분석 관련 입력이 끝나면 온실가스 분석을 위한 입력 값들을 입력해야한다. 프로그램 상에서 기본 입력값들이 추천되어 있으며, 사용자가 직접 값을 입력할 수 있도록 되어 있다. 본 case에서는 프로그램 default 값을 사용하여 분석하였다.



[그림 Ⅲ-38] 조선대학교 기숙사 태양광 시스템의 온실가스 입력화면

③ 발전량 계산결과 및 비교

조석대학교 기숙사의 발전량 분석 결과는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-25> 조선대 기숙사의 발전량 분석결과

구분	평균값	상한값	하한값
태양광 발전량	72.91 MWh	124.11 MWh	23.81 MWh
온실가스 배출 저감량	39 톤	67 톤	13 톤

④ 경제성 평가[22)]

초기투자비 및 설치조건 등이 불확실한 상황에서도 조선대학교 시스템이 상업용 시스템이라 가정하고 경제성을 평가하는 것은 현행 신재생에너지시스템의 보급사업에 있어 시사

22) 전력판매를 위한 상업용 설비인 것으로 가정(전력판매요금은 716.4원/kWh 적용)

점을 찾을 수 있을 것이다. 전력판매가격이 현행 태양광 기준가격인 716.4원/kWh라 할 때 내부수익율(세후)은 5.7%로서 할인율 7.5%보다 낮은 결과를 보였다.

<표 Ⅲ-26> 조선대 기숙사의 전력판매가격 변화에 따른 민감도 분석

전력판매가격		평균값		상한값		하한값	
비율(%)	원/ kWh	NPV (백만원)	IRR (%)	NPV (백만원)	IRR (%)	NPV (백만원)	IRR (%)
75	537.3	-261.7	2.7	20.0	7.8	-532.4	0 이하
80	573.1	-230.9	3.4	72.5	8.7	-522.3	0 이하
85	608.9	-200.1	4.0	125.0	9.5	-512.2	0 이하
90	644.8	-169.2	4.6	177.5	10.3	-502.2	0 이하
95	680.6	-138.4	5.1	230.0	11.1	-492.1	0 이하
100	716.4	-107.5	5.7	282.5	11.9	-482.0	0 이하
105	752.2	-76.7	6.2	335.0	12.7	-471.9	0 이하
110	788.0	-45.8	6.7	387.5	13.5	-461.9	0 이하
115	823.9	-15.0	7.3	440.0	14.2	-451.8	0 이하
120	859.7	15.9	7.8	492.5	15.0	-441.7	0 이하

다음은 투자비 변화에 따른 내부수익율과 기준가격의 민감도 분석 결과를 보여주고 있다.

<표 Ⅲ-27> 조선대 기숙사의 투자비 변화에 따른 민감도 분석

투자비		평균값		
비율(%)	백만원	NPV (백만원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)
75	490	55.7	8.7	651
80	522	23.1	8.0	689
85	555	-9.6	7.3	728
90	588	-42.2	6.7	766
95	620	-74.9	6.2	804
100	653	-107.5	5.7	842
105	686	-140.2	5.2	880
110	718	-172.8	4.8	918
115	751	-205.5	4.4	955
120	784	-238.1	4.0	993

* 기준가 : 내부수익율과 할인율이 일치하게 되는 전력판매가격

4.4.2. 이우학교(계통연계형)

① 일반현황

국내 첫 도시형 대안학교로 관심을 모았던 이우학교가 2003년도 9월부터 운영을 하고 있다. 이우학교는 에너지관리공단에서 실시하는 대체에너지 시범사업 대상 학교로 선정되어 태양광 발전과 지열냉난방 시스템을 결합한 대체에너지 시설을 설치, 운영하고 있다. 태양광 시스템 설치를 위한 총 사업비는 4.5억원이며, 그 중 20%를 학교측에서 부담하고, 나머지는 보조를 통해 이루어졌다.

태양광 시스템은 75Wp의 태양광모듈을 400장을 결합한 30kWp 용량의 태양전지판이 설치되어 있으며, PV어레이는 약 13°의 경사에서 정남향으로 배치되어 있다.

[그림 Ⅲ-39] 이우학교

② 발전량 계산 입력자료

프로그램의 발전량 계산시 필요한 입력자료 중 수평면 일사량과 월평균 기온은 이우학교가 위치한 경기도 성남시 분당구의 관측자료가 없기 때문에 <표 Ⅲ-28>과 같이 2004년도 기상청의 수원시 관측자료를 이용하였다. 그 밖의 자료는 조선대 기숙사와 유사하게 적용하였으며, 일부 태양광 모듈 데이터는 제작사의 자료를 참고하여 수정 적용하였다.

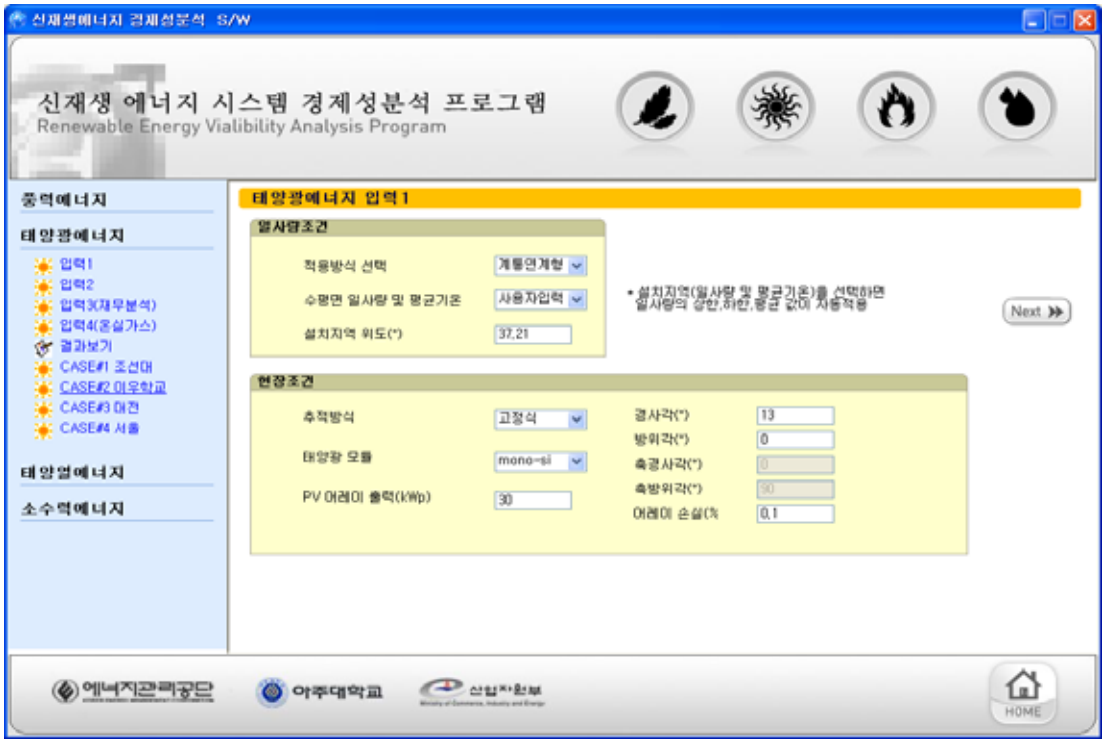
<표 Ⅲ-28> 수원지역 2004년 수평면 일사량 및 평균기온

	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
수평면일사량 (kWh/㎡.day)	2.60	3.46	4.44	5.14	4.88	4.85	3.62	4.70	4.11	4.11	2.49	2.36
평균기온(℃)	-2.2	1.9	5.7	12.2	17.0	22.6	24.8	26.1	21.3	14.4	8.4	1.8

위 의 data를 본 개발 프로그램에 입력하면 [그림 Ⅲ-41]과 같다. 적용방식은 계통연계형을 선택하며, 수평면 일사량 및 평균기온은 <표 Ⅲ-28>의 데이터를 입력한다. 이를 입력하면 [그림 Ⅲ-40] 과 같은데 하한값과 상한값은 일정값을 평균값에서 더하고 뺀 것이다.

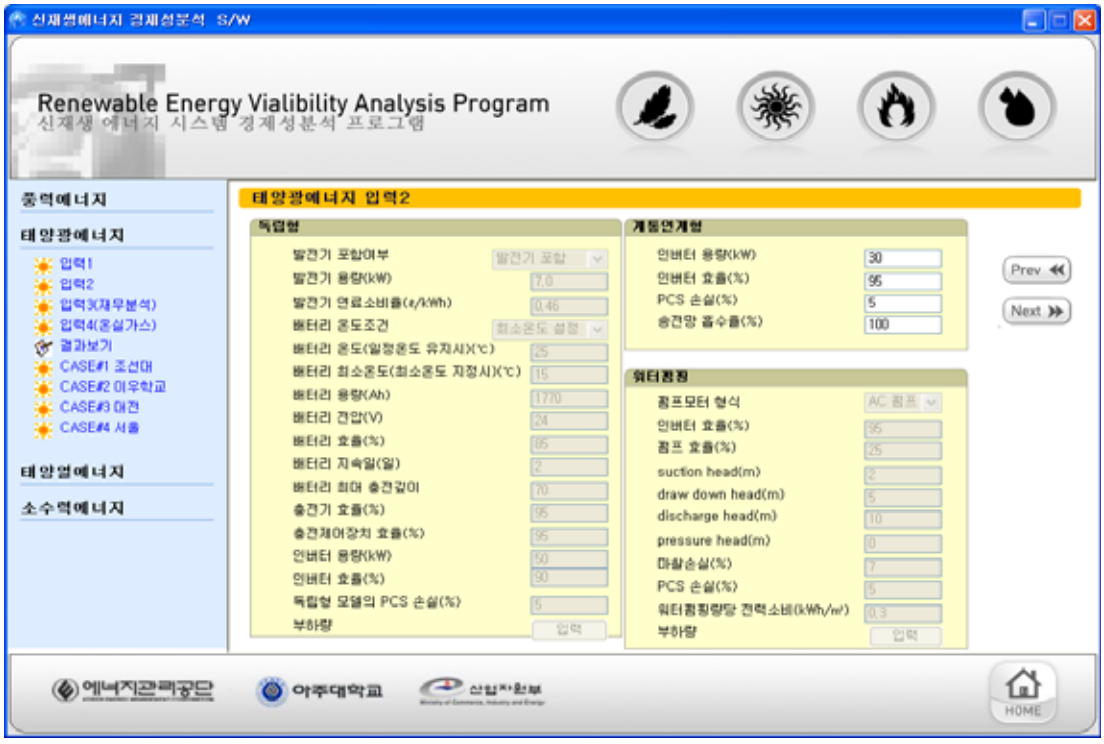
		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
일사량	하한	0,80	1,46	1,84	2,04	1,48	1,45	0,32	1,60	1,31	2,11	0,79	1,06
	평균	2,60	3,46	4,44	5,14	4,88	4,85	3,62	4,70	4,11	4,11	2,49	2,36
	상한	4,40	5,46	7,04	8,24	8,38	8,25	6,82	7,80	7,01	6,21	4,19	3,56
평균기온		-2,5	-0,3	5,2	12,1	17,4	21,9	24,9	25,4	20,8	14,4	6,9	0,2

[그림 Ⅲ-40] 이우학교의 수평면 일사량 및 평균기온 입력화면



[그림 Ⅲ-41] 이우학교 태양광 시스템의 입력화면(1)

Next 버튼을 누르면 입력화면(2) 화면으로 이동한다. 입력화면(2)는 앞에서 적용방식을 무엇으로 선택했는가에 따라 다음그림과 같이 해당 적용방식 입력 값만 활성화된다.



[그림 Ⅲ-42] 이우학교 태양광 시스템의 입력화면(2)

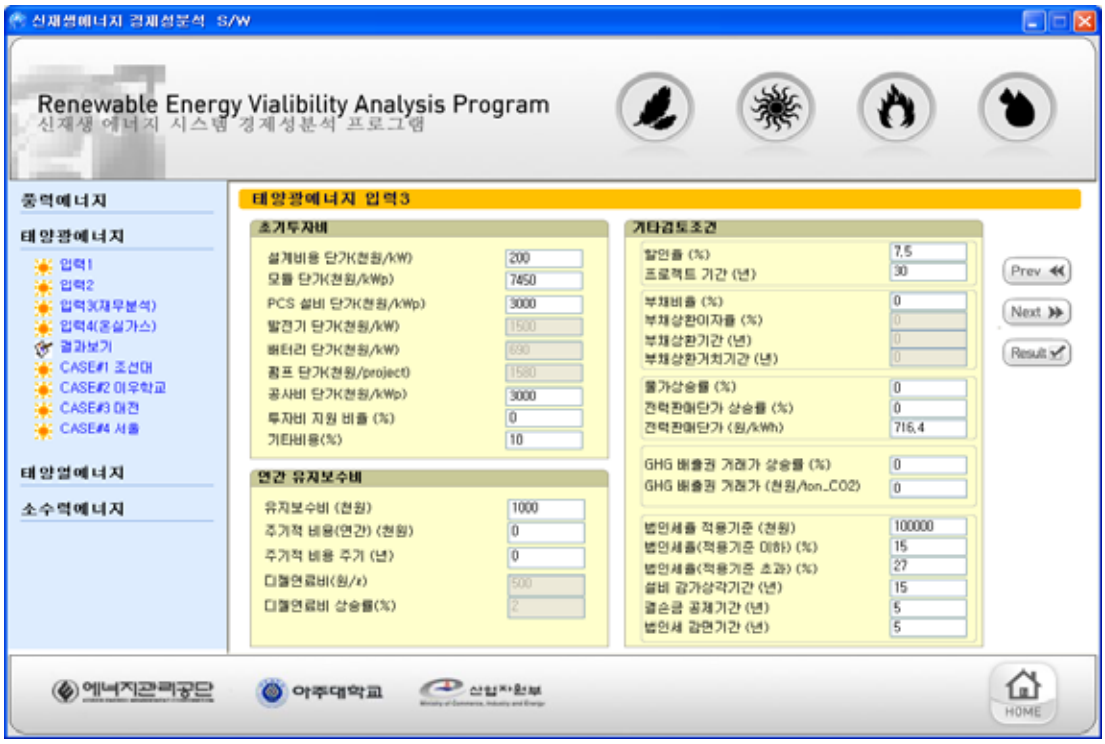
발전량 계산 관련 입력이 끝나면 재무분석 입력항목을 입력해야한다. 재무분석을 위한 주요전제는 다음과 같이 요약할 수 있다.

<표 Ⅲ-29> 이우학교 경제성 평가 주요전제

검토기간	할인율	초기투자비	부채	설치보조	전력판매단가	유지보수비
30	7.5%	450백만원	없음	없음	716.4원/kWh	1 백만원/년

* 초기투자비는 프로그램상의 설계, 공사 및 장비구매단가를 그대로 적용하여 계산된 값

위 data를 프로그램에 입력하면 다음그림과 같다.



[그림 Ⅲ-43] 이우학교 태양광 시스템의 재무분석 입력화면

재무분석 관련 입력이 끝나면 온실가스 분석을 위한 입력 값들을 입력해야한다. 프로그램 상에서 기본 입력값들이 추천되어 있으며, 사용자가 직접 값을 입력할 수 있도록 되어 있다. 본 case에서는 프로그램 default 값을 사용하여 분석하였다.

[그림 Ⅲ-44] 이우학교 태양광 시스템의 온실가스 입력화면

③ 발전량 계산결과

이우학교의 발전량 분석 결과는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-30> 이우학교의 발전량 분석 결과

구분	평균값	상한값	하한값
태양광 발전량	40.38 MWh	66.76 MWh	13.92 MWh
온실가스 배출 저감량	22 톤	36 톤	7 톤

④ 경제성 평가

이우학교의 경우에도 조선대학교 기숙사와 마찬가지로 전력판매가격이 현행 태양광 기준가격인 716.4원/kWh라 할 때 내부수익율(세후)은 4.3%로서 할인율 7.5%보다 낮은 결과를

보였다.

<표 Ⅲ-31> 이우학교의 전력판매가격 변화에 따른 민감도 분석

전력판매가격		평균값		상한값		하한값	
비율(%)	원/ kWh	NPV (백만원)	IRR (%)	NPV (백만원)	IRR (%)	NPV (백만원)	IRR (%)
75	537.3	-212.8	1.8	-71.6	5.7	-374.8	0 이하
80	573.1	-195.7	2.3	-43.4	6.4	-369.0	0 이하
85	608.9	-178.6	2.9	-15.1	7.1	-363.1	0 이하
90	644.8	-161.5	3.4	13.1	7.8	-357.2	0 이하
95	680.6	-144.4	3.8	41.4	8.5	-351.3	0 이하
100	716.4	-127.3	4.3	69.6	9.1	-345.4	0 이하
105	752.2	-110.3	4.8	97.8	9.8	-339.5	0 이하
110	788.0	-93.2	5.2	126.1	10.4	-333.6	0 이하
115	823.9	-76.1	5.7	154.3	11.0	-327.8	0 이하
120	859.7	-59.0	6.1	182.6	11.6	-321.9	0 이하

다음은 투자비 변화에 따른 내부수익율과 기준가격의 민감도 분석 결과를 보여주고 있다.

<표 Ⅲ-32> 이우학교의 투자비 변화에 따른 민감도 분석

투자비		평균값		
비율(%)	백만원	NPV (백만원)	IRR (%)	기준가격 (원/kWh)
75	338	-14.7	7.0	748
80	360	-37.3	6.4	795
85	383	-59.8	5.8	842
90	405	-82.3	5.3	889
95	428	-104.8	4.8	937
100	450	-127.3	4.3	984
105	473	-149.9	3.9	1,031
110	495	-172.4	3.5	1,078
115	518	-194.9	3.1	1,126
120	541	-217.4	2.8	1,173

* 기준가 : 내부수익율과 할인율이 일치하게 되는 전력판매가격

4.4.3. 서울과 대전지역의 PV 시스템

김정완외(2004)의 산업자원부 연구보고서의 태양광 경제성분석 data를 인용하여 본 개발 프로그램의 경제성분석을 진행한다. 김정완외(2004)의 연구보고서는 RETScreen을 통해 대전지역과 서울지역의 경제성을 분석하고 있다. 이 연구보고서의 결과와 본 프로그램에서의 결과 값을 비교하여 본다. 기본 에너지 생산량 Data는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-33> 서울과 대전지역의 발전량의 계산을 위한 Data

항 목	서울	대전
적용방식	계통연계형	계통연계형
설치지역 위도	37.3	36.2
추적방식	고정식	고정식
태양광 모듈	poly-si	poly-si
PV 어레이 출력	10	10
경사각	37.3	36.2
방위각	0	0
어레이손실	5	5
인버터 용량	9	9
인버터 효율	90	90
PCS 손실	0	0
송전망 흡수율	100	100

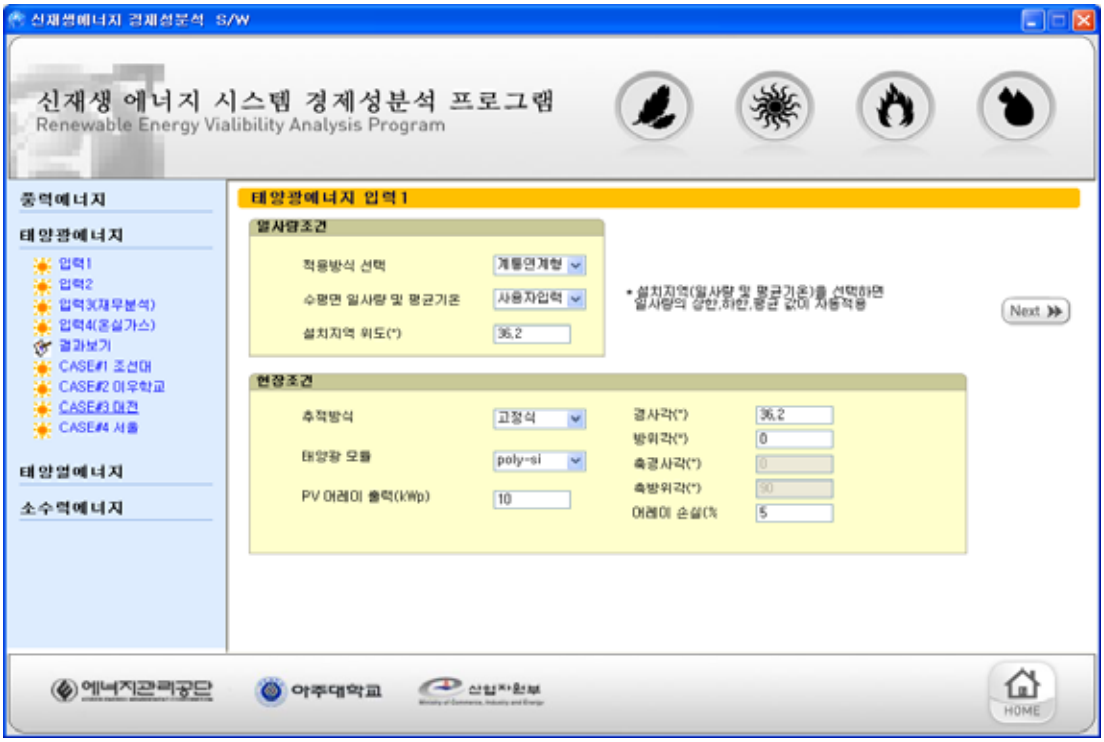
자료: 김정완외(2004)

[그림 Ⅲ-45] 서울지역의 발전량 산출 입력화면(1)

수평면 일사량 및 평균기온은 사용자가 직접입력하며 서울 지역의 입력 값은 다음과 같다.

		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	OK
일사량	하한	0.17	0.74	0.80	1.23	1.19	0.95	0.04	0.46	0.73	0.97	0.30	0.34	Cancel
	평균	1.97	2.74	3.40	4.33	4.59	4.35	3.34	3.56	3.53	2.97	2.00	1.64	
	상한	3.77	4.74	6.00	7.43	8.09	7.75	6.54	6.66	6.43	5.07	3.70	2.84	
평균기온		-2.5	-0.3	5.2	12.1	17.4	21.9	24.9	25.4	20.8	14.4	6.9		

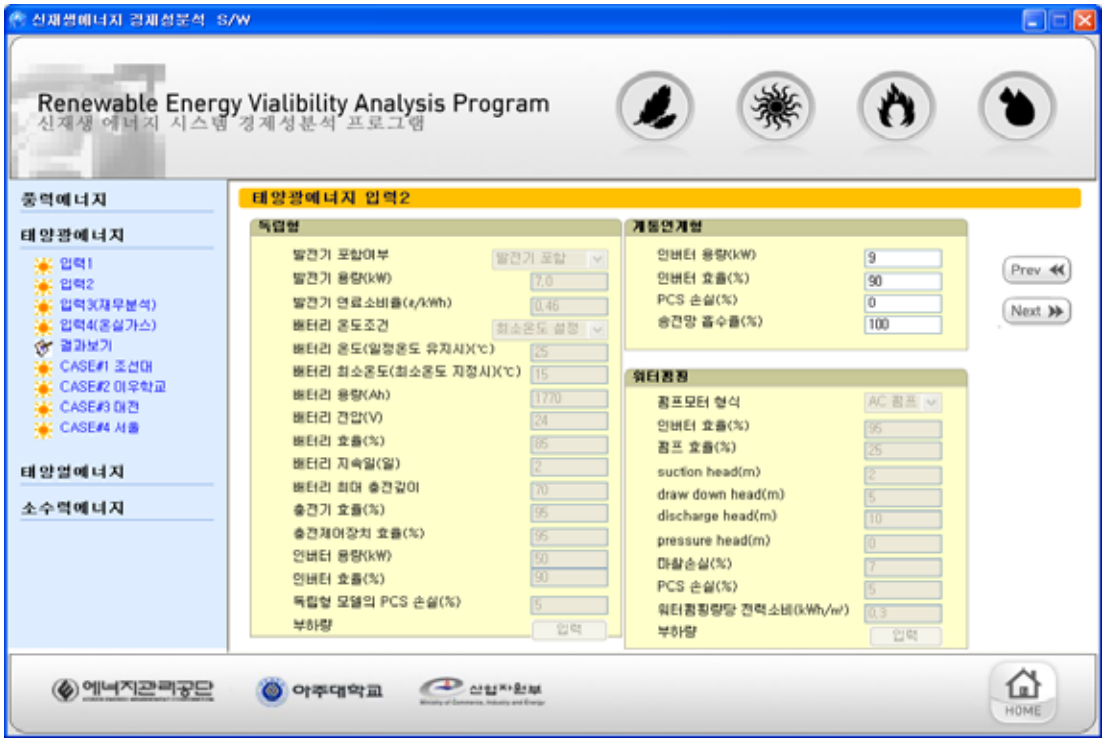
다음은 대전지역의 발전량 산출 입력화면으로 수평면 일사량 및 평균기온입력창이 밑에 나타나있다.



[그림 Ⅲ-46] 대전지역의 발전량 산출 입력화면(1)

		1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월	OK
일사량	하한	0.42	1.02	0.87	1.65	1.53	1.18	0.91	1.22	0.98	1.31	0.61	0.67	Cancel
	평균	2.22	3.02	3.47	4.75	4.93	4.58	4.21	4.32	3.78	3.31	2.31	1.97	
	상한	4.02	5.02	6.07	7.85	8.43	7.98	7.41	7.42	6.68	5.41	4.01	3.17	
평균기온		-1.9	0.2	5.4	12.4	17.6	22	25.3	25.5	20.3	13.8	6.8	0.7	

모든 값을 입력한 후 'Next' 버튼을 누르면 입력화면(2)가 나타난다. 이 화면은 위 입력화면(1)에서 입력한 적용방식에 따라 활성화/비활성화 된다. 본 Case에서는 계통연계형을 선택했기 때문에 계통연계형 관련 입력창만 활성화된다. 입력화면(2)는 서울과 대전지역의 data가 동일하다.



[그림 Ⅲ-47] 서울, 대전지역의 발전량 산출 입력화면(2)

재무분석 입력 값은 김정완외(2004) 연구보고서의 데이터를 적용하기 어려운 관계로 에너지 생산량 값만 비교하였다. 이제 프로그램 상의 분석 결과와 김정완외(2004) 연구보고서의 결과 값을 비교하면 다음과 같다. 상한, 평균, 하한값 중 비교 대상값은 평균값이다.

◦ 김정완외(2004) 연구보고서 서울지역 결과 값

- 경사면 집열 일사량 : 1.28 MWh/m2
- 생산에너지 : 10.76MWh

◦ 프로그램 계산 값(서울)

- 경사면 집열 일사량 : 1.24MWh/m2
- 생산에너지 : 10.45MWh

◦ 김정완외(2004) 연구보고서 대전지역 결과 값

- 경사면 집열 일사량 : 1.45 MWh/m2
- 생산에너지 : 12.07MWh

◦ 프로그램 계산 값(대전)

- 경사면 집열 일사량 : 1.41 MWh/m2
- 생산에너지 : 11.81MWh

5. 태양열 관련 신·재생에너지의 경제성 분석 방법 Manual

5.1. 태양열 시스템의 개요

5.1.1. 태양열 급탕 시스템 일반

① 태양열 난방 배경

태양 에너지로 물을 가열하는 방법은 일백여 년 전부터 물탱크를 흑색으로 칠하는 방법

으로 사용되어져 왔고, 관련 기술이 진보함에 따라 3천만 평방 미터이상의 집열기(collector)가 전 세계적으로 설치되어져 있으며 이스라엘 등 일부 국가는 건물 신축 시 태양열 시스템 설치를 법적으로 의무화하고 있다. 태양열 온수 공급 시스템(SWH, Solar Water Heating)의 장점은 온수 공급을 위한 저장고를 부대설비로 보유함으로써 물 저장용량이 증가하고, 난방 시스템이 상용전원과 별개로 운영되므로 단수 및 단전 사고에도 비교적 안정적이며, 온실가스 배출이 전혀 없는 점 등이다.

② 시스템 적용 분야

태양열 온수공급 시스템은 어떤 기술을 적용하느냐에 따라 크게 태양열 급탕 시스템(Service Hot Water)과 수영장(Swimming Pool)과 양어장에 온수 공급하는 시스템으로 나눌 수 있다. 급탕 시스템의 대표적인 경우로 가정용 급탕 시스템이 있으며, 주상복합건물, 학교, 호텔등과 같은 곳에서 사용될 수 있다. 수영장 시스템은 수영장 물이 직접 열매체로 활용된다는 점에서 급탕 시스템과 차이가 나고, 태양열 발생 원리 등의 기타 사항은 동일하다.

③ 시스템의 구성

태양열 온수공급 시스템은 일반적으로 일사량을 모으는 집열기와 부하로 열 전달하는 유체, 저장고, 각종 제어 및 안전장치로 구성되며 다음의 3가지 기본 기능을 가진다.

- 집열 : 집열기에 의해 태양 일사량 집열
- 열전달 : 집열된 에너지를 저장탱크로 순환
- 저장 : 일사량으로 가열된 온수가 사용되기 전까지 저장

㉠ 집열기(collector)

일사량(Radiation)을 집열하고, 시스템 효율 향상을 위하여 코팅 처리를 하기도 한다. collector의 종류는 무창형 평판 집열기(unglazed liquid flat plate collector), 유창형 평판 집열기(glazed liquid flat plate collector), 진공관형 집열기(evacuated tube solar collector)로 대별 되며, 부하온도 등의 시스템의 용도에 따라 사용 집열기가 결정된다.

◦ unglazed liquid flat plate collector

- 코팅 처리 및 단열재 처리가 되어있지 않은 구조로, 가격은 저렴한 반면, 열손실이 크다는 단점이 있어 수영장과 같은 저온의 온수를 필요로 하는 곳에 널리 사용된다. 열손실이 크므로 추운 지역에서는 여름철에만 사용된다.

◦ glazed liquid flat plate collector

- 유리와 단열재 사이에 열 흡수재가 설치된 구조로 유리의 온실효과(greenhouse effect)로 흡수된 열이 달아나지 않으므로 가정용 온수 공급 등의 중온의 온수 공급에 적합하다.

◦ evacuated tube solar collector

- 표면 처리된 열 흡수재가 유리재질의 진공관 내부에 설치된 구조로, 열효율이 높아 비교적 고온(60~80℃)의 온수 공급에 적합하다. 열손실이 적으므로 추운지방에서 많이 이용된다.

㉡ 기타 구성 요소

◦ 온수 저장고(Hot water storage Tank)

- 계속 온수를 공급해야 하는 수영장 또는 대규모의 사업시설 등에는 가열된 온수가 즉시 사용되므로 온수 저장고가 필요없다.

◦ 유체조절 장치(Liquid Handling unit)

- 열유체를 집열기에서 온수저장고로 이동시키는 장치로 펌프 등이 포함된다.

- 그 외 온수가 충분히 가열되었을 때 공급되도록 제어하는 controller, 동절기 동파방지를 위한 장치(Freeze protection) 등이 있다.

5.1.2. 태양열 온수 공급 시스템 알고리즘

태양열 온수공급 시스템이 사용하는 열역학은 일사량, 기온, 풍속, 상대습도 등의 기상조건 등을 반영한다. 본 모델은 시스템 설치 이전에 간단한 경제성 평가를 위한 용도이므로, 시간별 기상 자료 입력 등의 정밀한 Simulation을 실행 않고, 월별 자료를 이용하여 월별

태양열 생산 에너지, 온수 공급에 필요한 에너지 등을 구하고, 이를 토대로 투자비 등의 비용 대비 회피 에너지 절감 수익 등을 계산하여 내부수익률 등을 구한다.

월별 에너지 저감량을 구하는 방법으로 저장탱크를 보유하는 온수 공급시스템의 경우 f-Chart방법을, 저장탱크를 보유하지 않은 경우 Utilizability 방법을 사용 한다.

본 모델은 간편 분석용이므로 몇 가지 가정을 전제로 한다. 급탕 모델인 경우 온수의 일 사용량은 시스템 사용기간 중 일정하며, 또 온수 공급을 위한 예열 시스템으로서 온수 부하를 100% 감당하는 시스템은 아니라는 것이다. 보조열원이 없는 수영장인 경우 태양열 이용 비율이 70% 이하라면 계산 결과를 재고해야 한다. 본 모델은 태양추적 시스템이나 집중시스템의 경우에 적용될 수 없다. 하지만 대부분의 경우 이런 제약사항은 크게 중요하지 않다고 본다.

① 태양열 에너지 계산 기본 요소

㉠ 일적위(δ, declination)

일적위란 정오에 지구의 적도면과 태양이 이루는 각(the angular position)으로서 지구의 축이 23.45˚ 기울어진 때문에 나타나는 현상이다. 따라서 춘/추분점에서는 0˚ 동지(12월21일)에는 -23.45˚, 하지(6월 21일)에는 +23.45˚가 된다.

$$\delta = 23.45 sin\,(2\pi \frac{284+n}{365}\,)$$

δ : 일적위
n : 통산일

한편, 월별 평균일에 따른 통산일 및 일적위 값은 <표 Ⅲ-34>과 같다.

<표 Ⅲ-34> 월별 평균일에 따른 통산일 및 일적위 값

월	통산일 계산	일적위 계산		
		평균일(i)	통산일(n)	일적위(δ)
1월	i	17	17	-20.9
2월	31+i	16	47	-13.0
3월	59+i	16	75	-2.4
4월	90+i	15	105	9.4
5월	120+i	15	135	18.8
6월	151+i	11	162	23.1
7월	181+i	17	198	21.2
8월	212+i	16	228	13.5
9월	243+i	15	258	2.2
10월	273+i	15	288	-9.6
11월	304+i	14	318	-18.9
12월	334+i	10	334	-23.0

자료 : Duffie J. A., Beckman W. A., "Solar Engineering of Thermal Process", John Wiley &Sons, Inc., 1980

㉡ **태양시간각(ω)과 일몰시간각(ω_s)**

태양시간각은 특정지역의 자오선과 태양이 이루는 각으로서 오전에는 음수(-), 오후에는 양수(+)를 나타내며, 정오의 0을 기준으로 하여 시간당 15°씩 변화한다.

일몰시간각은 일몰시의 태양시간각으로서 다음 식으로 표현된다.

$$cos\omega_s = - tan\psi tan\delta$$

ω_s : 태양시간각
δ : 일적위
ψ : 위도

㉢ 대기권 밖 일사량과 대기청명도

수평면의 일간 대기권 밖 일사량(H_0)은 n일에 대해 다음 식으로 계산된다.

$$H_0 = \frac{86400\,G_{sc}}{\pi}\,(1 + 0.033cos\,(2\pi\frac{n}{365}\,))(cos\psi cos\delta sin\omega_s + \omega_s sin\psi sin\delta)$$

G_{sc} : 태양상수 $(1,367\,W/m^2)$

태양의 일사량은 지구표면에 도달하기 전에 대기나 구름에 의해 감소된다. 지구표면에 도달하는 일사량과 대기권 밖 일사량의 비를 "대기청명도"($\overline{K_T}$)라 하며, 아주 흐린날 0.3에서 맑은날 0.8의 범위에 있다.

$$\overline{K}_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H}_0}$$

$\overline{H}$: 월 평균 1일 일사량(실측 값)

$\overline{H}_0$: 월 평균 1일 대기권 밖 일사량

㉣ 경사면 일사량 계산

집열판의 효율 및 실제 집열된 에너지의 계산을 위하여 집열판에서의 일사량 계산이 필요하고, 경사면의 월 평균 1일 일사량은 다음식에 의해 계산된다.

$$H_t = \overline{H_b}\overline{R_b} + \overline{H_d}\,(\frac{1 + cos\beta}{2}\,) + \overline{H} \times \rho_g\,(\frac{1 - cos\beta}{2}\,)$$

H_b : 직달일사량$(beam\ \ radiation)$
R_b : $geometrical\ \ factor$
H_d : 확산일사량$(diffuse\ \ radiation)$
ρ_g : 지표 반사율$(ground\ \ reflectivity)$
β : 집열판의 기울기

위 식 우변의 첫째항은 태양으로부터 직접 받는 일사량과 관련되는 것이고, 두 번째 항은 확산 일사량(diffuse radiation)과 관련되는 것으로 집열판의 기울기와 관계된다. 셋째 항은 집열판 정면에서 지표면으로부터 반사되는 일사량과 관련되는 것이고, 지표반사율 등의 함수이다. 지표반사율은 월 평균 온도가 0℃ 이상이면 0.2, -5℃ 보다 작으면 0.7, 그리고 그 사이에서는 내삽법에 의해 정해진다.

북반구에서 집열판의 경사면이 적도를 향한 경우(방위각=0)의 Geometric Factor $\overline{R_b}$는 다음 식으로 구할 수 있다.

$$\overline{R_b} = \frac{cos\,(\psi-\beta)cos\delta sin\omega_s{}' + (\pi/180)\omega_s{}' sin\,(\psi-\beta)sin\delta}{cos\psi cos\delta sin\omega_s + (\pi/180)\omega_s sin\psi sin\delta}$$

ψ : 위도
δ : 일적위
ω_s : 일몰시간각
$\omega_s{}'$: 경사면일몰시간각

$$\omega_s{}' = min\ \left|\ \begin{matrix} cos^{-1}(-tan\psi tan\delta) \\ cos^{-1}(-tan\,(\psi-\beta)tan\delta) \end{matrix}\ \right|$$

방위각이 정남향이 아닌 임의의 방향을 갖는 어떠한 평면에서도 적용할 수 있도록 위 식을 변형하면 다음과 같다.

$$\overline{R_b} = (cos\beta sin\delta sin\psi)(\omega_{ss} - \omega_{sr})(\pi/180)$$
$$-(sin\delta cos\psi sin\beta cos\gamma)(\omega_{ss} - \omega_{sr})(\pi/180)$$
$$+(cos\psi cos\delta cos\beta)(sin\omega_{ss} - sin\omega_{sr})$$
$$+cos\delta cos\gamma sin\psi sin\beta)(sin\omega_{ss} - sin\omega_{sr})$$
$$-(cos\delta sin\beta sin\gamma)(sin\omega_{ss} - sin\omega_{sr})$$
$$\overline{2[cos\psi cos\delta sin\omega_s + (\pi/180)\omega_s + sin\psi sin\delta]}$$

여기서 ω_{ss}와 ω_{sr}는 각각 경사면에서의 일출, 일몰시간각으로 다음 식에 의해 산출할 수 있다.

방위각 γ>0°인 경우,

$$\omega_{sr} = -min(\omega_{sr}, arcos[(AB + \sqrt{A^2 - B^2 + 1}/(A^2 + 1)])$$
$$\omega_{ss} = min(\omega_{sr}, arcos[(AB - \sqrt{A^2 - B^2 + 1}/(A^2 + 1)])$$

방위각 γ<0°인 경우,

$$\omega_{sr} = -min(\omega_{sr}, arcos[(AB - \sqrt{A^2 - B^2 + 1}/(A^2 + 1)])$$
$$\omega_{ss} = min(\omega_{sr}, arcos[(AB + \sqrt{A^2 - B^2 + 1}/(A^2 + 1)])$$

$$A = \frac{cos\psi}{sin\gamma \times tan\beta} + \frac{sin\psi}{tan\gamma}$$
$$B = tan\delta \times (\frac{cos\psi}{tan\gamma} - \frac{sin\psi}{sin\gamma \times tan\beta})$$

확산일사량(diffuse radiation)은 $\overline{H_d}$는 전천 일사량을 통해 구할 수 있으며, 월평균일의 일몰시간 각이 81.4°보다 적을 경우는 다음 식으로 계산되며,

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1.391 - 3.560\overline{K}_T + 4.189\overline{K}_T^2 - 2.137\overline{K}_T^3$$

월평균일의 일몰시간 각이 81.4°이상일 경우에는 다음식으로 계산된다.

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1.311 - 3.022\overline{K}_T + 3.427\overline{K}_T^2 - 1.821\overline{K}_T^3$$

수평면 전천일사량 $\overline{H}$, 확산(diffuse)일사량 $\overline{H_d}$, 직달(beam)일사량 $\overline{H_b}$의 관계는 다음과 같다.

$$\overline{H_b} = \overline{H} - \overline{H_d}$$

㉤ **Sky Temperature**

대기의 장파 방사(sky long wave radiation)는 3μm 이상 파장이 주요인이다. 집열판 등의 태양열 흡수체와 대기의 열교환 관계를 추정하는 방법으로 대기온도 T_{sky}로 계산하며, 이는 같은 열을 복사하는 완전흑체의 온도이고, 계산절차는 아래와 같다.

구름 없는 날의 방사량 L_{clr}은 Swinbank식을 이용하여 계산된다.

$$L_{clr} = 5.31 \times 10^{-13} (T_a + 273.2)^6$$

$$T_a : \text{대기온도} (^\circ C)$$

흐린 날의 방사량 L_{cloud}은 계산식은 다음과 같다.

$$L_{cloud} = 0.96\sigma(T_a + 273.2 - 5)^4$$

T_a : 대기온도($^\circ C$)
σ : $Stefan - Boltzmann$상수(5.669×10^{-8})

실제 방사량 L_{sky}은 L_{clr}과 L_{cloud} 사이의 값이 되고, 운량(雲量)비 c와의 관계는 다음식과 같다.

$$L_{sky} = (1 - c)L_{clr} + cL_{cloud}$$

여기서 $c = \frac{(K_d - 0.165)}{0.835}$ 로 구한다.

K_d는 위에서 구한 $\overline{K_T}$를 이용하여 계산된다.

1) for $K_T \leqq 0.17$ $\quad 0.99 \times \overline{H}$

2) for $0.17 < K_T < 0.75$ $\quad (1.188 - 2.272K_T + 9.473K_{T^2} - 21.865K_T{}^3 + 14.648K_T{}^4) \times \overline{H}$

3) for $0.75 < K_T < 0.80$ $\quad (-0.54K_T + 0.632) \times \overline{H}$

4) for $0.80 \leqq K_T$ $\quad (-0.2) \times \overline{H}$

위 식들에서 구한 L_{sky}를 다음 식을 이용 T_{sky}를 구한다.

$$L_{sky} = \sigma(T_{sky} + 273.2)^4$$

ⓑ 원수 온도(Cold Water Temperature)

난방에 이용되는 원수의 온도는 사용자가 입력한 최대 최소온도를 이용, 2월 및 8월에 각각 최소 및 최대 온도가 된다고 가정하여 다음식과 같이 월별로 계산된다.

$$T_s = \frac{T_{\min} + T_{\max}}{2} + \frac{T_{\min} - T_{\max}}{2} hcos\,(2\pi \frac{n-2}{12})$$

h : 북반구에서는 1,남반구에서는 -1
n : 월수
$T_{\max}$ 및 $T_{\min}$: 원수의 최대 및 최소온도

ⓢ 부하 계산

난방에 필요한 열부하의 계산식은 다음과 같다.

$$Q_l = C_p \rho V_l (T_h - T_c)$$

C_p : 물 비열
ρ : 물 비중
T_h 및 T_c : 온수 및 원수 온도

② 집열기

위에서 언급한 3종의 집열기에 대한 효율을 계산한다. Glazed 및 Evacuated Collector은 동일한 계산방식을 가지며 바람에 무관하나, Unglazed Collector는 바람에 영향을 받는다. 방사열의 입사각, 눈이나 분진 등에 의한 손실, 배관 및 저장 탱크에서의 열손실 등이 고려된다.

㉠ 유창형 및 진공관형 집열기

집열기에서 생성되는 열은 다음식과 같다.

$$Q_{col} = F_R(\tau\alpha)G - F_R U_L \Delta T$$

G: 입사량
ΔT: 외기와 작동유체간 온도차
$F_R(\tau\alpha)$: 집열기광효율$(optical efficiency)$ 계수
$F_R U_L$: 집열기열손실계수

일반적인 $F_R(\tau\alpha)$ 및 $F_R U_L$의 값은 다음과 같다.

	$F_R(\tau\alpha)$	$F_R U_L$
유창형 집열기	0.68	4.90 (W/㎡)/℃
진공관형 집열기	0.58	0.70 (W/㎡)/℃

㉡ 무창형 집열기

Unglazed Collector에서 생성되는 열은 다음식과 같다.

$$Q_{col} = (F_R\alpha)[G + (\frac{\epsilon}{\alpha})L] - (F_R U_L)\Delta T$$

α : 열 흡수재의 $short\ wave$ 흡수율
ϵ : 열 흡수재의 $long\ wave$ 방사율
L : $long\ wave$에의한 방사열

여기서 L은 $L_{sky} = \sigma(T_a + 273.2)^4$로 구하며, T_a는 주위온도이다.

$F_R\alpha$ 및 $F_R U_L$은 바람에 영향을 받고, 집열기에 영향을 주는 바람은 풍속의 20%로 하였다.

일반적인 $F_R(\tau\alpha)$ 및 $F_R U_L$의 값은 다음과 같다.

	$F_R(\alpha)$	$F_R U_L$	
무창형 집열기	0.85-.04V	11.56+4.37V	(V;풍속)

㉢ 태양열 이용율 계산을 위한 무창형의 유창형 형태로의 변환

위 식들에서 본 바와 같이 집열기 기종에 따라 효율이 다르므로 유창형 집열기의 이용율 계산용으로 개발된 f-chart 또는 Utilizability 방법 적용시 오차가 발생한다. 따라서 다음식을 이용하여 적용하였다.

$$G_{ef} = G + \frac{\epsilon}{\alpha} L$$

G : 집열판일사량
α : 흡수재 $short\ wave$ 흡수율
ϵ : 열 흡수재의 $long\ wave$ 방사율
L : 상대천공복사량

㉣ 입사각 조절

집열기에 입사된 일사량 중 일부는 반사되고, 특히 입사각이 높으면 반사율은 커진다. 관련 자료에 따르면 예비 타당성 조사에서는 이 현상을 상세하게 모델링 할 필요가 없다고 하며, 대략 5% 정도면 된다고 한다. 이를 반영하여 $F_R(\tau\alpha)$에 0.95를 곱하여 적용되도록 하였다.

㉤ 배관 등에서의 열 손실

배관 및 온수저장 탱크 등에서 발생하는 열 손실을 반영하고, 저장고의 유무에 따라 각각

다른 방법으로 계산되며, 일반적으로 1~10%정도이다.

저장고가 없는 경우의 집열기 공급 에너지는 집열된 에너지에 손실율을 제외한 분 $Q_{dld} = Q_{act}(1 - f_{los})$가 된다.

저장고가 있는 경우에는 f-chart에서 사용되는 부하 $Q_{load,tot}$는 이 손실을 보상하기 위해 $Q_{load,tot} = Q_{load}(1 + f_{los})$가 된다.

ⓗ 적설 및 분진 흡착에 따른 손실

집열기에 적설 및 분진 흡착으로 열효율이 저하하므로 이를 반영하여 $F_R(\tau\alpha)$에 $(1 - f_{dirt})$를 곱하여 적용토록 하였으며 진공관형 집열기는 2%~5%정도, 그 외의 집열기들은 3%~10%이다.

③ f-Chart 방법

저장탱크를 보유하는 온수 공급시스템의 성능은 f-Cahrt방법을 사용하여 계산하며, 총 온수 공급에 필요한 열량에 대하여 이 시스템이 공급하는 에너지 비율을 구하는 것이 그 목적이다. 즉, 이를 통해서 태양열 에너지가 기존 에너지를 대체하는 양을 알 수 있으며, 재무분석 시 활용된다.

$$X = \frac{A_c F_R' U_L (T_{ref} - T_{a)}}{L}$$

$$Y = \frac{A_c F_R' (\tau\alpha) H_T N}{L}$$

A_c : 집열판 면적

F_R' : modified collector heat removal factor

U_L : 집열판 총 손실 계수

T_{ref} 및 T_a: 실험 기준치(100℃) 및 월 평균 주위온도

L : 월 총 열 부하

N : 휠의 일수

$\tau\alpha$: 집열판 월 평균 transmittance_absorptance product

X는 저장탱크 크기 및 원수온도에 따라 보정되어야 한다. f-Chart 방법은 집열판 면적당 75리터의 저장용량을 표준으로 개발되었으므로, 저장용량이 이와 다를 경우 다음 식으로 보정하여야 한다.

$$\frac{X_c}{X} = \left(\frac{Actual\ \ storage\ \ capacity}{Sranard\ \ storage\ \ capacity}\right)^{-0.25}$$

원수(상수도)온도와 원하는 온수온도도 X에 영향을 미치므로 다음 식으로 보정한다.

$$\frac{X_{cc}}{X} = \frac{11.6 + 1.18\,T_w + 3.86\,T_m - 2.37\,T_a}{100 - T_a}$$

온수공급 시스템에서 공급하는 월 평균 부하율 f는 다음과 같다.

$$f = 1.029\,Y - 0.065X - 0.245\,Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215\,Y^3$$ [23)]

23) $f = 1.034\,Y - 0.0968X - 0.2235\,Y^2 + 0.0043X^2 + 0.0144\,Y^3$ 송달순

④ Utilizability 방법

저장탱크를 보유하지 않은 온수 공급시스템 및 수영장 시스템의 경우, 태양열 시스템이 기존 에너지를 대체하는 양을 구하는 데 사용하며, 그 결과는 재무분석 시 활용된다.

이 방법은 Duffie & Beckman의 “Solar Engineering of Thermal Process(1991)“ 21장에 상세히 설명되어져 있고, 여기서는 간단히 설명한다.

[개요]

월평균 이용률은 다음과 같이 정의한다.

$$\phi = \frac{\sum_{days} \sum_{hours} (G - G_c)}{H_T N}$$

G_c : 집열판에서 집열 가능한 임계 일사량으로

$$G_c = \frac{F_R U_L (T_i - \overline{T_a})}{F_R (\tau\alpha)}$$

G : 집열판의 집열 일사량

시스템의 유효일은 다음 식으로 표현된다.

$$Q = A_c F_R (\tau\alpha) H_T \phi$$

이상은 이용률 ϕ에 대한 개요이고, 이용률은 다른 변수들과 상호 관계가 있으며 이하 이

에 관한 설명이다.

$$\overline{\phi} = exp[(a + b\frac{R_n}{\overline{R}})(\overline{X_c} + c\overline{X_c}^2)]$$

여기서

$$a = 2.943 - 9.271\overline{K_t} + 4.031\overline{K_t}^2$$

$$b = -4.345 + 8.853\overline{K_t} - 3.062\overline{K_t}^2$$

$$c = -0.170 - 0.306\overline{K_t} + 2.936\overline{K_t}^2$$ 로 정의된다.

또

$$\overline{R} = \frac{\overline{H_T}}{\overline{H}}$$

$$R_n = (1 - \frac{r_{dn}H_d}{r_{tn}H})R_{bn} + (\frac{r_{dn}H_d}{r_{tn}H})(\frac{1 + cos\beta}{2}) + \rho_g(\frac{1 - cos\beta}{2})$$

이며

$$r_{tn} = \frac{\pi}{24}(a + b)\frac{1 - cos\omega_s}{sin\omega_s - \omega_s cos\omega_s}$$

$$a = 0.409 + 0.5016sin(\omega_s - \frac{\pi}{3})$$

$$b = 0.6609 - 0.4767sin(\omega_s - \frac{\pi}{3})$$

$$r_{dn} = \frac{\pi}{24}\frac{1-cos\omega_s}{sin\omega_s - \omega_s cos\omega_s}$$ 로 정의된다.

$\overline{X_c}$는 월별 대표일의 임계일사량 대 정오일사량으로 다음과 같이 표현된다.

$$\overline{X_c} = \frac{G_c}{r_{tn}R_n\overline{H}}$$

⑤ 수영장 Model

수영장 온수 공급 시스템은 수영장 수온이 일정한 온도로 유지된다는 전제조건 하에서 필요 에너지량을 계산하며, 수영장 물의 증발, 대류, 복사 등에 따른 열 손실 및 태양 에너지로부터 얻는 열 출입 등을 반영하여 분석한다.

[풍속]

풍속은 증발손실(evaporative loss)에 영향을 미치므로 평균풍속 입력자료에 대한 변동(fluctuation)을 모델은 모사한다.

옥내형 수영장 경우 풍속은 0.1m/s로 모델은 가정하고 옥외형의 경우 아래와 같다.

수영장 덮개가 열렸을 경우의 풍속

$$\overline{V_{off}} = \overline{V} + \overline{V}\frac{8}{\pi(24-N_{bl})}sin(\pi\frac{24-N_{bl}}{24})$$

N_{bl} : 1일 중 덮개 가동 시간

수영장 덮개가 닫혔을 경우의 풍속

$$\overline{V_{on}} = \overline{V} - \overline{V}\frac{8}{\pi N_{bl}} sin\,(\pi \frac{N_{bl}}{24})$$

N_{bl} : 1일 중 덮개 가동 시간

옥외형의 경우 위에서 구한 풍속에 주위 지형물에 따른 바람감속 계수(sheltering factor)를 곱하여 모델에 적용하게 된다.

[상대습도]

수영장 표면에서의 증발량은 공기의 습도와 관련되므로, 이 모델에서는 증발계수를 상대습도(relative humidity)보다는 humidity ratio를 이용하여 구한다.

[Passive Solar Gains]

수영장 덮개가 없는 경우

$$Q_{pas,nobl} = A_p[(1-r_b)(1-s)\overline{H_b} + (1-r_d)\overline{H_d}]$$

여기서 r_b는 직사일사에 대한 물의 평균반사율로서 아래 식으로 표현되고, r_d는 확산방사에 대한 물의 평균반사율로써 태양의 위치에 관계없고 0.060의 값을 가진다. s는 사용자가 입력하는 그늘계수(shading coefficient)이다.

$$r_b = 0.0203 + 0.9797\,(1 - cos\theta_z)^5$$

여기서 θ_z는 태양광의 입사각이다

수영장 덮개가 있는 경우

$$Q_{pas,bl} = A_p \alpha_c \overline{H}$$

α_c는 덮개의 흡수율로써 0.4이다.

Passive Solar Gains는 위 2 Solar Gains와 덮개가동시간의 조합으로 다음과 같이 표현된다.

$$Q_{pas} = \frac{N_{nobl}}{N_{daytime}} Q_{pas,nobl} + (1 - \frac{N_{nobl}}{N_{daytime}}) Q_{pas,bl}$$

이 모델에서는 덮개가 밤에 가동된다고 가정하므로 낮(daytime) 중 덮개미가동시간 N_{nobl}은 다음과 같다.

$$N_{nobl} = min(24 - N_{bl}, N_{daytime})$$

[증발손실]

수영장 물의 증발로 사라지는 손실은 다음과 같다.

$$Q_{eva} = A_p h_e (P_{vsat} - P_{vamb})$$

P_{vsat}, P_{vamb}는 각각 포화상태 및 주위온도에서의 수증기 분압이고 h_e는 질량전달계수(mass transfer coefficient)로서 수면에서의 풍속 V의 함수로 다음과 같이 표현된다.

$$h_e = 0.05058 + 0.0669\,V$$

[대류손실(convective loss)]

대류손실은 손실은 다음과 같다.

$$Q_{conv} = A_p h_{con} (T_p - T_a)$$

T_p, T_a는 각각 pool 온도 및 주위온도이고 h_{con}는 대류열전달계수(convective heat transfer coefficient)로서 수면에서의 풍속 V의 함수로 다음과 같이 표현된다.

$$h_{con} = 3.1 + 4.1\,V$$

[방사손실(radiative loss)]

$$Q_{rad} = A_p\,(0.96 N_{bl} + 0.456\,(24 - N_{bl}))\sigma\,(\,T_p^4 - T_{sky}^4\,)$$

T_p , T_a는 각각 pool 온도 및 주위온도이고 σ는 Stefan-Boltzmann 상수이다.

[물 보충손실(makeup loss)]

정기적으로 보충하는 물의 비율을 주당 수영장 전체부피의 f_{mup}라 하면 물 보충비율은 다음과 같이 표현된다.

$$m_{mup} = m_{eva} + f_{mop}\frac{\rho\,V_p}{7 \times 86400}$$

ρ는 물의 비중이고 V_p는 pool의 부피로 평균깊이를 1.5m로 하여 계산된다.

위 물 보충에 대한 에너지는

$Q_{mup} = m_{mup} C_p\,(\,T_p - T_c\,)$이고 T_c는 원수(상수도) 온도이다.

[전도손실(conductive loss)]

전도손실은 다른 손실들의 극히 일부이므로 이 모델에서는 다른 손실들의 5%로 본다.

$$Q_{cond} = 0.05\,(\,Q_{eva} + Q_{conv} + Q_{rad} + Q_{mup}\,)$$

[Active Solar Gains]

최대 Active Solar Gains Q_{act}은 pool 온도가 원하는 온도와 같다고 가정하여 utilizability 방법에 의해 결정된다.

[에너지 균형]

pool의 온도를 요구되는 온도로 일정하게 유지하기위한 에너지 Q_{req}는 다음과 같다.

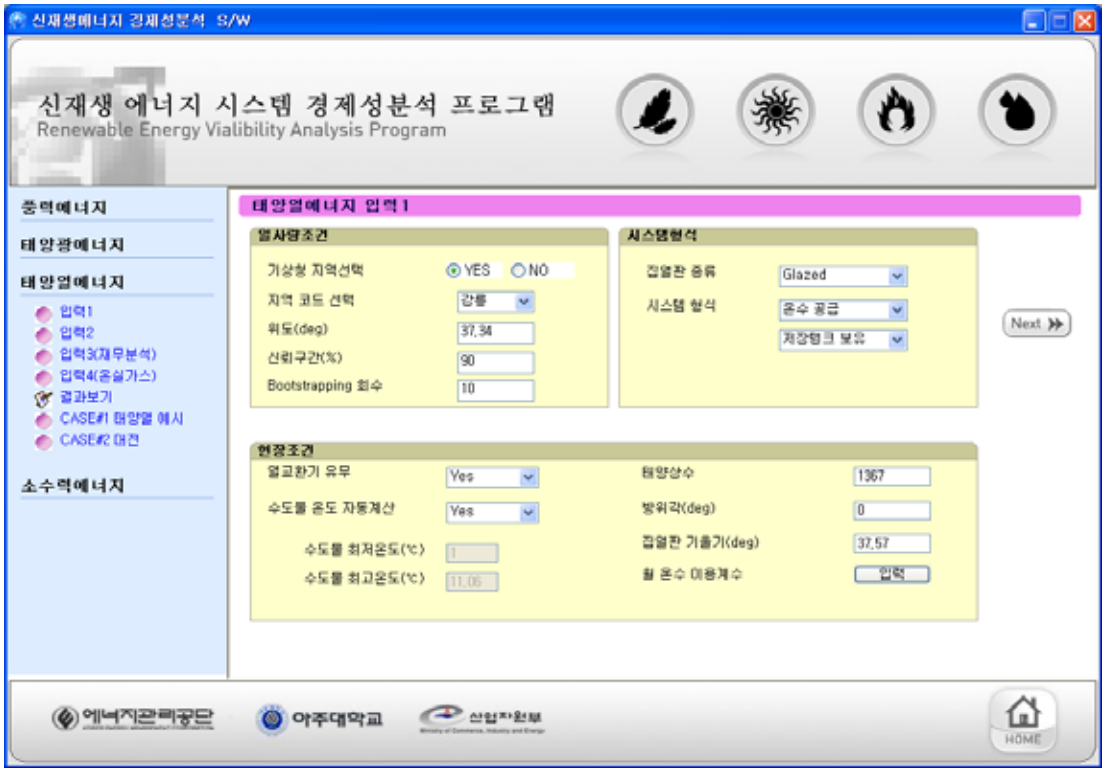
$$Q_{req} = max\,(Q_{eva} + Q_{conv} + Q_{rad} + Q_{mup} + Q_{cond} - Q_{pas}\,, 0)$$

이 시스템에서 실제로 공급하는 에너지를 Q_{dlvd}라 하고 집열한 에너지를 Q_{act}라 하면

$Q_{dlvd} = min\,(Q_{req}\,,\ Q_{act})$ 가 된다.

5.1.3. 태양열 시스템 모형

① 입력 화면(1)



[그림 Ⅲ-48] 태양열 시스템 입력화면(1)

◦ 기상청 지역선택 여부

- 본 모델은 서울, 대구 등 72개 지역의 5년간 기상자료('99~'04년)를 데이터베이스로 하고 있다. 사용자가 월별 월평균 수평면 1일 일사량 등의 기상자료를 직접 입력할 수도 있으며, 제공된 기상자료를 데이타베이스로 활용시 지점만 선택하면 되도록 하였다. 입력되어야 할 기상자료는 월별로 월평균 수평면 1일 일사량, 상대습도, 기온, 풍속이다. 이 프로그램은 확률적 모형을 구현하였다. 제공된 72개 지점 중 1곳을 사용자가 선택 시 5년간 일사량 자료에 대하여 월별로 무작위 표본추출 방법을 통하여 신뢰구간을 만족하는 일사량이 계산되어 평균 및 상하한의 일사량이 경제성 분석을 위한 입력요소 제공된다. 사용자는 표본추출 횟수 및 신뢰구간을 입력할 수 있다. 월 평균 상대습도 및 기온, 풍속은 5년간 해당 월의 각 평균값이다. 사용자가 일사량을 임의로 입력하는 경우 일사량에 대한 상하한 및 평균값을 입력할 수 있도록 하여 각 경우에 대한 경제성을 분석할 수 있도록 하였다.

◦ 위도

- 사용자는 제안된 위치의 지형학적 위도를 입력한다. 북반구의 위도는 양수로 입력하고, 남반구의 위도는 음수로 입력한다.

◦ 신뢰구간

- 통계적 신뢰구간의 범위

◦ bootstrapping 회수

- 자료의 반복 추출을 통한 시뮬레이션 회수

◦ 집열기 종류

- 무창형 집열기(Unglazed collectors) : 열손실을 최소화하기 위해 저온이 필요한 수영장, 양어장, 가열공정에 사용되며 추운 지역에서는 높은 열손실로 인하여 여름철에만 사용된다.
- 유창형 집열기(Glazed collectors) : 일반적으로 가정용 급탕, 난방, 연중 사용되는 실내 수영장이나 가열공정에 필요한 중온의 온수를 공급하는데 사용된다.
- 진공관형 집열기(Evacuated collectors) : 진공관형 집열기는 밀봉된 진공관 튜브에

선택적 흡수기능을 가진 흡수판을 가지고 있다. 이러한 구조로 인하여 일사를 효과적으로 흡수하고 열손실은 최대한 억제된다.

◦ 시스템 형식

- "온수 공급" 모드 선택 시는 온수 저장고 유무를 선택하여야 하고, "수영장 공급" 모드 선택 시는 실내형 및 실외형 중 선택하여야 한다.

◦ 열교환기 유무

- 열 교환기가 있을 경우 : 글리콜 같은 부동액이 집열기를 순환
- 열 교환기가 없을 경우 : 온수나 또는 수영장 물이 집열기를 순환

◦ 수돗물 온도 자동 계산

- 수돗물의 온도(시수 온도)를 월 평균 대기온도를 이용 자동으로 계산하는 방법을 선택할 수 있으며, 이 모드를 "no"로 선택 시는 최저 및 최고 수온을 입력할 수 있도록 되어 있고, 이 값을 이용하여 다음 식으로 월별 수온이 계산되어지고 이 모델에 이용된다.

$$T = \frac{T_{\min} + T_{\max}}{2} - \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cos\left(2\pi \frac{n-2}{12}\right) \quad (\text{ n;월})$$

◦ 태양상수

- 대기의 흡수가 없다고 가정하고 태양광선에 수직인 지표면에 받는 태양에너지를 의미하며 default 값으로 1367W/㎡를 적용하였다.

◦ 방위각

- 수평면위의 입면도와 지역 자오선 사이의 각을 뜻한다.

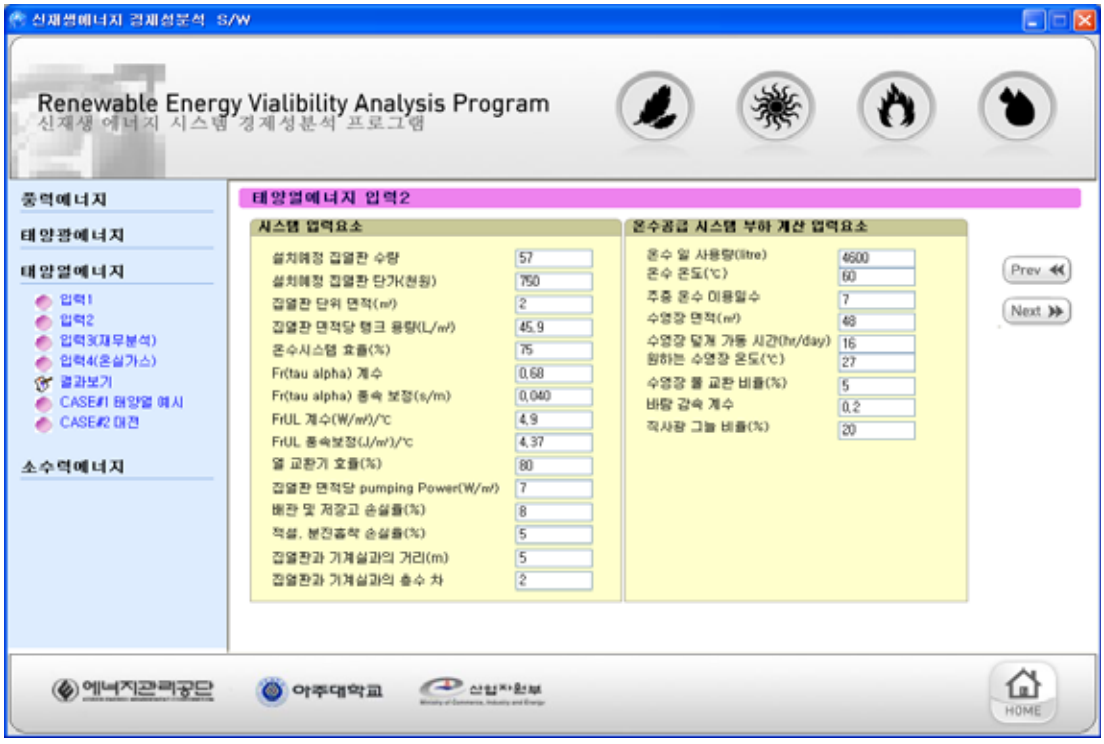
◦ 집열기 기울기

- 설치되는 집열기와 수평면 사이의 각을 말하며, 일반적으로 위도와 동일한 값이 년 중 집광에너지를 최대화 시킨다.

◦ 월 온수 이용계수

- 월별 신 · 재생 에너지 시스템의 이용율을 의미하며 월별로 0(0%)~1(100%)의 범위를 가진다.

② 입력 화면(2)



[그림 Ⅲ-49] 태양열 시스템 입력화면(2)

◦ 설치예정 집열기 수량

- 초기 값으로 본 프로그램에서 제시된 집열기 수량(출력화면 참조)을 입력하고, 이후 수량 및 그에 따른 초기투자비 변경을 통해 가장 경제성 있는 시스템 구성 조합을 얻을 수 있다.

◦ 집열기 단위 면적(㎡)

- 집열기의 단위 면적으로 단위는 ㎡이며 일반적으로 1~5㎡의 범위를 가진다.

◦ 집열기 면적당 탱크 용량(L/㎡)

- 집열기의 면적당 탱크 용량으로 단위는 L/㎡이며, 일반적으로 37.5～100L/㎡ 범위를 가지나, 저장탱크 용량이 클수록 대기 열손실이 크지는 반면, 시스템 효율은 증대되는 경향이다.

◦ 온수 시스템 효율(%)

- 기존 난방 시스템의 열효율을 의미하며, 경제성 분석시에만 이용되고, 에너지량 산출과는 무관한 자료이다. 일반적인 범위는 기존 화석연료히터의 효율인 60%에서 전기 히터의 효율인 100% 정도이다.

◦ Fr(tau alpha) 계수

- 집열기의 광학적 효율을 나타내는 계수로 이 값이 클수록 집열기의 태양열 집열 효과가 좋음을 의미한다. 일반적인 범위는 0.50에서 0.90이며 가장 높은 수치는 무창형 집열기(Unglazed collectors)에 적용되며, 중간값은 유창형 집열기(Glazed collectors)에 가장 낮은 수치는 진공관형 집열기(Evacuated collectors)에 적용된다.

◦ Fr(tau alpha) 풍속 보정(s/m)

- 무창형 집열기(Unglazed collectors)을 사용할 경우 집광된 에너지는 바람의 영향을 받으므로, 풍속보정을 위한 계수로 일반적인 범위는 0.030～0.050s/m이다.

◦ FrUL 계수(W/㎡)/℃

- 집열기의 열손실을 나타내는 계수로, 이 값이 작을수록 집광된 에너지를 열대류 또는 열전도로 잃지 않고 효율적으로 이용할 수 있음을 의미한다.

- 무창형 집열기(Unglazed collectors)의 일반적인 범위는 10.00~15.00(W/㎡)/℃ 이며, 유창형 집열기(Glazed collectors)의 범위는 3.50～6.00(W/㎡)/℃ 이고 진공관형 집열기(Evacuated collectors)은 0.70～3.00(W/㎡)/℃이다.

◦ FrUL 풍속보정(J/㎥)/℃

- 무창형 집열기를 사용할 경우 집광된 에너지는 바람의 영양을 받으므로, 풍속보정을 위한 계수로 일반적인 범위는 3.00～15.00(J/㎥)/℃ 범위이다.

◦ 열 교환기 효율(%)

- 사용자는 열 교환기가 있을 경우 효율을 입력해야 하는데 선택된 열교환기에 따라

효율은 50%에서 85%정도이며, 분석을 위한 일반적인 시작점은 80%이다.

◦ 집열기 면적당 pumping power(W/㎡)

- 태양열 온수 공급시스템을 운영하는데 필요한 전력량을 계산하는데 필요한 것으로 단위는 W/㎡이다.

◦ 배관 및 저장고 손실률(%)

- 열손실이나 또는 주변 환경에 의한 저장고의 손실률은 전달된 신・재생 에너지의 한 부분으로 나타내어지며 일반적으로 1~10%정도이다.

◦ 적설, 분진흡착 손실률(%)

- 눈이나 분진에 의해 발생하는 에너지 손실률은 지역 조건에 따라 진공관형 집열기(Evacuated collectors)은 2%에서 5%정도이며, 그 외의 집열기들은 3%에서 10%이다.

◦ 집열기와 기계실과의 거리(m)

- 집열기와 기계실과의 수평 거리는 재무분석에 사용된다. 일반적으로 가정용에 쓰이는 집열기의 경우에는 5m 정도이며 실외 건물 등의 산업용 시스템의 경우에는 20m이다.

◦ 집열기와 기계실과의 층수 차

- 집열기와 기계실과의 층수 차는 재무분석에 사용된다. 일반적으로 기계실 외부 구조물의 경우에는 0이며 아파트 같은 고층 빌딩의 경우에는 20층 정도이다.

◦ 온수 일 사용량(L)

- 사용자는 태양광 온수 공급시스템을 이용한 온수의 일 사용량을 입력한다.

◦ 온수 온도(℃)

- 사용자는 설계된 온수의 최소값을 입력해야 하는데, 일반적인 범위는 수영장의 경우 22~27℃ 정도이며 온천 등의 경우에는 35℃정도이다.

◦ 주중 온수 이용일수

- 사용자는 주중 온수 이용 일수를 입력한다.

◦ 수영장 면적(㎡)

- 일반적으로 수영장 면적은 20 ~ 1,000㎡이며, 주거용 수영장일 경우 20㎡ 정도, 공용 수영장인 경우 1,000㎡ 또는 그 이상이다.

◦ 수영장 덮개 가동 시간

- 사용자는 수영장 덮개의 일당 가동시간을 입력한다. 덮개가 없을 경우에는 0을 입력하며, 수영장이 n시간 동안 개방되어 있다면 24-n 시간을 입력한다.

◦ 원하는 수영장 온도

- 사용자는 설계된 온수의 최소값을 입력해야 하는데, 일반적인 범위는 수영장의 경우 22~27℃ 정도이며 온천 등의 경우에는 35℃정도이다.

◦ 수영장 물 교환 비율

- 사용자는 매주 증발량을 제외한 수영장 물 교환(또는 보충) 비율을 입력한다. 이것은 수영장의 활용 정도를 나타내는 값으로 일반적으로 5~10% 정도이다. 즉 수영장 이용인 수가 많을수록 일반적으로 높은 값을 가진다.

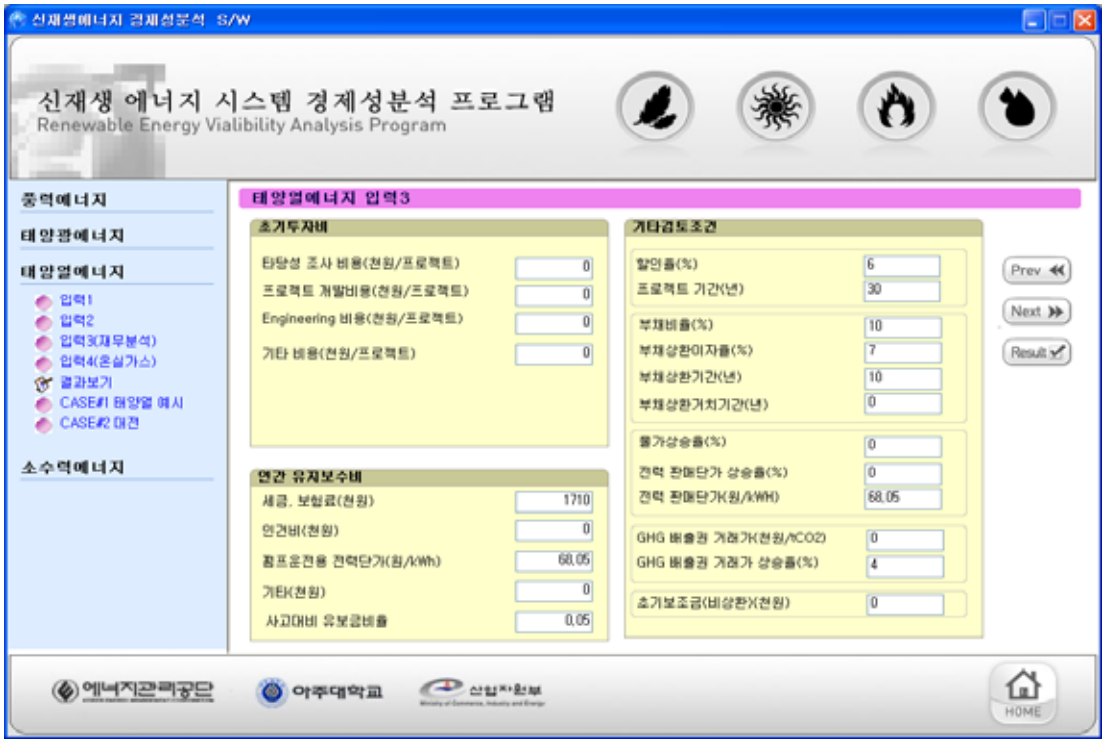
◦ 바람 감속 계수

- 사용자는 수영장 근처의 빌딩, 나무, 담장 등의 장애물에 의해 생기는 풍속의 감속 계수를 입력한다. 감속 계수의 일반적인 값은 0.1에서 0.3 정도이다. 완전히 노출된 지역일 경우에는 이보다 높은 수치를 가질 수 있다.

◦ 직사광 그늘 계수

- 사용자는 일사량의 평균 그늘 계수를 입력한다. 일반적으로 장애물이 없을 경우에는 0%이며, 주변에 나무나 빌딩 등이 있을 경우에는 50%이다.

③ 재무분석



[그림 Ⅲ-50] 태양열의 재무분석 입력화면

◦ 초기투자비(천원/㎡)

- ① 현장조사비용, 환경평가 비용, 예비설계 비용, 타당성 조사 프로젝트 관리 비용, 출장비용등의 타당성 조사비용 ② 인허가 및 승인 비용, 금융조달 비용 등의 프로젝트 개발비용, ③ Engineering 비용, ④ 에너지장비구매비용, ⑤ 태양광 집전장치 array지지대, 제어장치 등의 구입비용등의 프로젝트 추진에 필요한 총 초기투자비를 의미하며 단위는 평방미터당 천원이다.

◦ 유지보수비(천원)

- SWH시스템 소유자에게 연간 부과되는 재산세와 보험료, SWH 시스템의 유지관리를 위해 필요한 검사비용과 부품 교체비용, 예비비, 연료비용 등을 포함한다.

◦ 할인율(%)

- 할인율은 현재가치를 얻기 위해서 미래현금흐름을 할인한 비율을 의미한다. (적용 범위 예: 일반적으로 6~11%, 북미지역 3~18%)

◦ 프로젝트 기간(년)

- Project life는 프로젝트의 수명기간으로, 프로젝트가 시작되고 종료되는 시점까지의 기간을 의미한다. SHW의 사업기간은 대략 20~30년 이다.

◦ 부채비율(%)

- 부채비율은 대차대조표의 부채총액을 자기자본으로 나눈 비율로, 부채비율의 범위는 불확실성에 따라 좌우되며, 백분율로 표기됨. 범위는 보통 0~90%과 50~90%에서 결정되나 SWH의 경우 50~75%에서 결정됨.

◦ 부채상환이자율(%)

- 부채상환 이자율은 부채기간의 연말마다 채무자가 지불해야 하는 연간 부채 이자율을 의미한다.

◦ 부채상환기간(년)

- 부채의 원금과 이자 모두 상환해야 하는 연의 기간을 의미한다. 부채의 상환기간은 일반적으로 프로젝트 기간보다 짧거나 같다. 보통 1~25년 임.

◦ 부채상환거치기간(년)

- 원금에 대해 일정기간의 이자만 지급하여 원금 상환기간을 유예하는 기간을 의미한다.

◦ 부채상환이자율(%)

- 부채상환 이자율은 부채기간의 연말마다 채무자가 지불해야 하는 연간 부채 이자율을 의미한다.

◦ 물가 상승률(%)

- 사용자가 입력하는 물가 상승률은 project의 기간 동안 추정된 연간 평균 물가 상승률을 의미한다. (북미지역: 25년 동안의 인플레이션 약 2~3%)

◦ 전력 판매 단가 상승률(%)

- 전력 판매 단가 상승률은 프로젝트의 기간 동안 추정된 에너지 절 또는 SWH를 통해 발전한 전력을 판매할 때의 단가의 연간 평균 상승률을 의미한다. 북미지역에서는 보통 0~5%, 2~3% 정도의 상승률을 보인다.

◦ 전력 판매 단가(원/kWh)

- 전력 판매 단가는 대체된 사용연료 단가로 정의할 수 있으며, kWh당 에너지의 회피비용(에너지 절감비용)또는 SWH를 통해 생산된 전력을 판매할 때의 단가를 의미한다.

◦ GHG 배출권 거래가(천원/tCO2)

- GHG 배출권 거래 단가는 GHG 배출권 거래가 있을 경우 배출권거래로 인한 수익을 평가해보기 위한 것으로 GHG거래를 하지 않을 경우에는 0값을 입력하면 된다. 일반적으로 배출권 거래 가격은 판매자의 추가적 배출 삭감비용보다는 높고, 구매자가 절약하게 되는 배출 삭감비용 보다는 낮은 수준에서 결정된다.

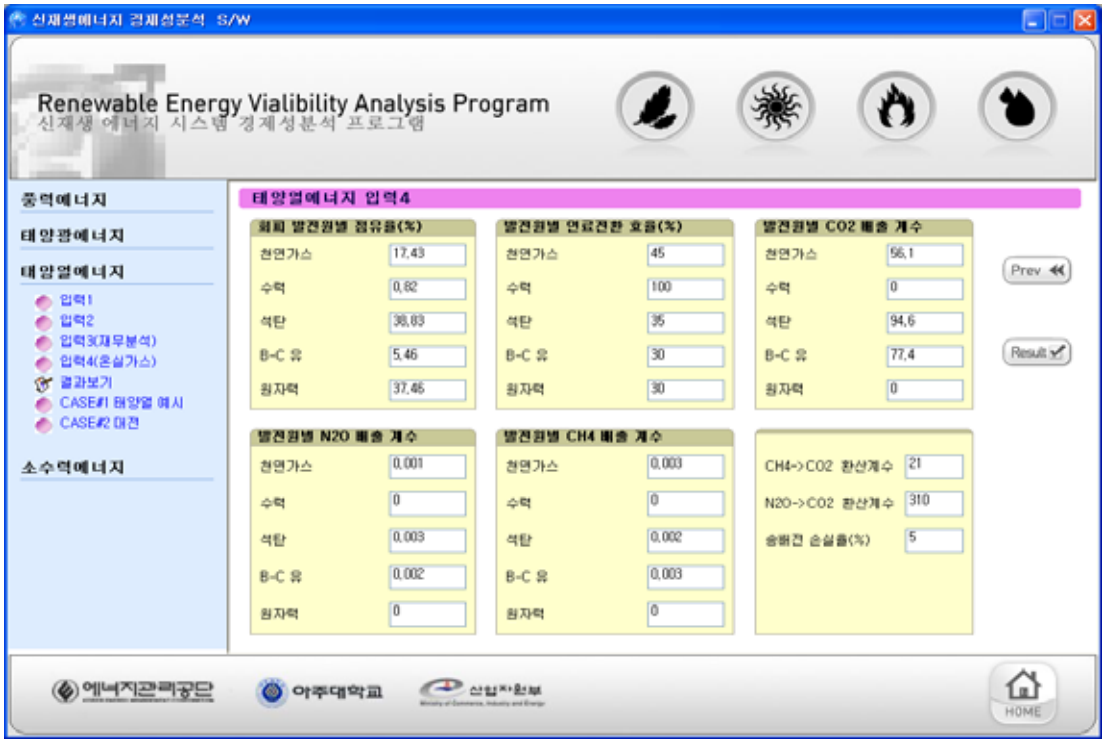
◦ GHG 배출권 거래가 상승률(%)

- GHG거래가 상승률은 프로젝트 기간 동안 추정된 GHG배출권 거래 가격의 연간 평균 상승률을 의미한다.

◦ 초기 보조금(비상환)(천원)

- SWH시스템의 확대 및 보급을 위해 정부나 기타 기관에서 제공되는 보조금을 의미한다.

④ 온실가스 분석



[그림 Ⅲ-51] 온실가스 입력화면

◦ 회피 발전 비율

- 온수 공급 시스템이 대체한 발전원의 점유율을 입력하며 총합이 100%되도록 하여야 한다.

◦ 회피 발전연료의 전환 효율

- 회피 발전원의 연료 전환효율을 입력한다. 이는 각 발전원의 온실가스 방출의 총합을 산출하기 위해서이다.

◦ 회피 발전연료의 CO_2 배출계수(kg/GJ)

- 발전원별 온실가스 방출량(CO_2)을 의미한다.

◦ 회피 발전연료의 N_2O 배출계수(kg/GJ)

- 발전원별 온실가스 방출량(N_2O)을 의미한다.

◦ 회피 발전연료의 CH_4 배출계수(kg/GJ)

- 발전원별 온실가스 방출량(CH_4)을 의미한다.

◦ 기타

- CH_4 및 N_2O의 CO_2로 환산하기 위한 계수 및 전력의 발전 지점 변경에 따른 온실가스 저감량 고려를 위한 요소로 송배전 손실률을 반영토록 되어있다.

⑤ 결과화면

출력화면은 엑셀파일로 나타내어지며, 엑셀파일은 주요결과, 현금흐름, 민감도분석, 입력변수등의 네가지 sheet로 구성되어 있다.

주요결과 sheet는 생산전력량, NPV, IRR등의 경제성분석의 주요결과들을 보여준다.

태양열 온수 공급시스템 경제성 분석 결과

1. 주요 입력 요소

○ 집열판 투자비(천원)	85,500
○ 부채비율	10.0%
○ 물가상승률	2.0%
○ 부채상환기간(년)	1000.0%
○ 이자율(%)	7.0%
○ 할인률(%)	6.0%
○ 프로젝트기간(년)	30
○ 전력판매단가(원)	68
○ 판매단가상승률(%)	0
○ GHG배출권거래가(원/tCO2)	2
○ GHG배출권거래가상승률	1.00%

○ 선택 지점	춘천
○ 위도(°)	37.94
○ 집열판 경사각(°)	37.57
○ 집열판 방위각(°)	0
○ 태양상수	1367
○ 집열판종류	유창형
○ 온수공급/수영장 Type	온수
○ 집열판 당위 면적	2
○ 무작위표본채취횟수	10
○ 모집단 신뢰구간(%)	90
○ 입력 일사량 상하한(%)	50

2. 기상조건 별 온수 이용계수

구분	경사면 일사량(kWh/㎡/d)			월평균 기온 (℃)	월평균 습도 (%)	월평균 풍속 (m/s)	월 온수 이용계수	관측 일사량
	하한값	평균값	상한값					
1월	1.85	1.86	1.87	-4.86	67.67	1.22	1.00	0.25
2월	2.16	2.17	2.18	-0.87	61.80	1.24	1.00	0.48
3월	2.49	2.50	2.52	5.05	55.49	1.59	1.00	1.04
4월	2.80	2.82	2.96	12.07	54.10	1.64	1.00	2.02
5월	2.97	3.00	3.59	17.85	64.55	1.38	0.70	2.52
6월	3.00	3.06	4.48	22.19	68.52	1.18	0.40	2.55
7월	2.97	2.99	3.01	25.00	77.65	1.11	0.40	1.11
8월	2.86	2.87	3.40	24.36	78.81	1.10	0.40	1.81
9월	2.57	2.61	3.01	19.61	76.15	1.14	0.70	1.28
10월	2.23	2.24	2.25	12.20	72.88	0.89	1.00	0.67
11월	1.91	1.92	1.93	4.85	69.97	0.98	1.00	0.40
12월	1.75	1.75	1.76	-1.48	66.38	0.98	1.00	0.18
평균								

3. 주요 결과

구분	적용 일사량		
	하한	평균	상한
○ 권장되는 집열판 수량(개)	6	16	48
○ 총 온수 부하	77.81	77.81	77.81
○ 집열판 연력량 생산전력	137.30	139.50	158.16
○ 이용된 태양열 에너지	15.65	15.90	18.03
○ 순 현재가치(천원)	-94,259	-105,082	-101,692
○ 내부수익률(%)	0.00	0.00	0.00
○ 온실가스 저감량(tCO2)	10.85	11.02	12.54

* IRR은 내부수익률로 순현재가치(NPV)가 '0' 이하면 '0'로 표시되게 함

[그림 Ⅲ-52] 태양열의 주요결과 sheet 화면

현금흐름 분석 sheet는 상한, 평균, 하한 일사량 별 현금흐름 분석 결과를 보여준다.

현 금 흐 름

1) 하한일사량 적용

년도	초기 투자비	부채상환	유지 보수비	연료비	비용계	전력절감 수익	온실가스 수입	보조금	수익계	순수익
0	76,950	-	-	-	76,950	-	-	1	1	- 76,949
1	-	599	1,831	51	2,480	1,449	22	-	1,470	- 1,010
2	-	599	1,868	52	2,518	1,477	22	-	1,500	- 1,018
3	-	1,394	1,905	53	3,352	1,507	22	-	1,529	- 1,822
4	-	1,394	1,944	54	3,391	1,537	23	-	1,560	- 1,831
5	-	1,394	1,982	55	3,431	1,568	23	-	1,591	- 1,840
6	-	1,394	2,022	56	3,472	1,599	23	-	1,622	- 1,849
7	-	1,394	2,062	57	3,513	1,631	23	-	1,655	- 1,859
8	-	1,394	2,104	58	3,556	1,664	23	-	1,687	- 1,868
9	-	1,394	2,146	59	3,599	1,697	24	-	1,721	- 1,878
10	-	1,394	2,189	60	3,643	1,731	24	-	1,755	- 1,888
11	-	1,394	2,232	62	3,688	1,766	24	-	1,790	- 1,898
12	-	1,394	2,277	63	3,734	1,801	24	-	1,826	- 1,908
13	-	-	2,323	64	2,387	1,837	25	-	1,862	- 525
14	-	-	2,369	65	2,435	1,874	25	-	1,899	- 536
15	-	-	2,417	67	2,483	1,911	25	-	1,936	- 547
16	-	-	2,465	68	2,533	1,950	25	-	1,975	- 558
17	-	-	2,514	69	2,584	1,989	26	-	2,014	- 569
18	-	-	2,564	71	2,635	2,028	26	-	2,054	- 581
19	-	-	2,616	72	2,688	2,069	26	-	2,095	- 593
20	-	-	2,668	74	2,742	2,110	26	-	2,137	- 605
21	-	-	2,721	75	2,797	2,152	27	-	2,179	- 617
22	-	-	2,776	76.7	2,852	2,195	27	-	2,222	- 630
23	-	-	2,831	78.2	2,910	2,239	27	-	2,267	- 643
24	-	-	2,888	79.8	2,968	2,284	28	-	2,312	- 656
25	-	-	2,946	81.4	3,027	2,330	28	-	2,358	- 669
26	-	-	3,005	83.0	3,088	2,376	28	-	2,405	- 683
27	-	-	3,065	84.6	3,149	2,424	28	-	2,452	- 697
28	-	-	3,126	86.3	3,212	2,472	29	-	2,501	- 711
29	-	-	3,189	88.1	3,277	2,522	29	-	2,551	- 726
30	-	-	3,252	89.8	3,342	2,572	29	-	2,602	- 741

[그림 Ⅲ-53] 태양열의 현금흐름 분석 sheet

민감도 분석 sheet는 전력기준가격 변화별, 초기투자비 변화별 NPV, IRR값의 민감도 분석 결과 값을 나타내고 있다.

민감도 분석

1) 하한일사량 적용

<<회피 에너지 가격 변화별 순 현재가치 및 내부 수익률>>

전력단가 비율(%)	단가	순현재가치	내부수익률
80	54.44	-99,218	0.00%
85	57.84	-97,978	0.00%
90	61.25	-96,739	0.00%
95	64.65	-95,499	0.00%
100	68.05	-94,259	0.00%
105	71.45	-93,020	0.00%
110	74.86	-91,780	0.00%
115	78.26	-90,540	0.00%

<<초기 투자비별 순 현재가치 및 내부 수익률>>

초기투자비 비율(%)	초기투자비	순현재가치	내부수익률	기준가
80	68400.00	-76,824	0.00%	248.3
85	72675.00	-81,183	0.00%	263.7
90	76950.00	-85,542	0.00%	279.1
95	81225.00	-89,900	0.00%	294.6
100	85500.00	-94,259	0.00%	310
105	89775.00	-98,618	0.00%	325.4
110	94050.00	-102,977	0.00%	340.8
115	98325.00	-107,336	0.00%	356.3
120	102600.00	-111,695	0.00%	371.7

[그림 Ⅲ-54] 태양열의 민감도 분석 sheet

입력변수 화면은 사용자가 입력한 값들을 나타내 주는 화면이다.

태양열에너지 입력1

일사량 조건

지역 선택	춘천
위도(deg)	37.94
신뢰구간(%)	90
Bootstrapping 횟수	10

현장조건

열교환기 유무	YES
수돗물 온도 자동계산	YES
수돗물 최저온도()	1
수돗물 최고온도()	11.06
태양상수	
방위각(deg)	0
집열판 기울기(deg)	37.57

시스템 형식

집열판 종류	유창형
시스템 형식	온수

태양열에너지 입력2

시스템 입력요소

설치예정 집열판 수량	57
집열판 단위면적	2
집열판 면적당 탱크용량	45.9
온수시스템 효율(%)	0.75
Fr(tau alpha) 계수	0.68
Fr(tau alpha) 풍속 보정	0.04
FrUL계수	4.9
FrUL 풍속보정	4.87
열 교환기 효율(%)	0.8
집열판 면적당 pumoing Power	7
배관 및 저장고 손실율(%)	0.08
격설, 분진흡착 손실율(%)	0.05
집열판과 기계실과의 거리(m)	5
집열판과 기계실과의 층수 차	2

온수공급 시스템 부하계산 입력 요소

온수 일 사용량(litre)	4600
온수 온도	60
주중 온수 이용일수	7
수영장 면적	48
수영장 덮기 가동 시간	16
원하는 수영장 온도	27
수영장 물 교환 비율(%)	0.05
바람 감속 계수	0.2
직사광 그늘 비율(%)	0.2

[그림 Ⅲ-55] 태양열의 입력변수 sheet

주요결과에 나타난 변수들에 대한 설명은 다음과 같다.

◦ 년 평균 수평면 1일 일사량(kWh/㎡ · d)

- 집열기 설치 장소의 수평면에 대한 1일 일사량의 년 평균치로 입력된 기상자료에서 구해진다.

◦ 집열기 년간 태양 에너지 입사량(MWh/㎡)

- 입력된 기상자료 및 집열기 구성 등을 토대로 계산된 집열기에 입사된 년간 태양 일사량으로서 단위는 MWh/㎡이며, 직달 일사량 및 확산 일사량 대지 반사 일사량의 합이다.

◦ 년간 총 난방 시스템 가동 월수(개월)

- 월 온수 이용계수의 년간 총계이다.

◦ 년간 물 가열에 필요한 열량(MWh)

- 온수 공급시스템에서는 시수(市水)를 필요온도까지 가열하는데 소요되는 열량을, 수영장 모델에서는 수영장 수온을 일정하게 유지하는 데 필요한 연간 에너지이다.

◦ 권장되는 집열기 수량(개)

- 열 부하량, 집열기 종류, 기상 조건등에 따라 제시되는 값은 상이하며, 온수 공급에 필요한 열량을 만족시킬 수 있는 집열기 수량이며, 최적의 경제성을 나타내는 수량을 의미하는 것은 아니다.

◦ 집열기 면적당 년 생산 에너지(kWh/㎡)

- 집열기 단위 면적당 생산된 에너지로, 온수 공급을 위해 공급한 에너지를 집열기 총 면적으로 나눈 값이다.

◦ 시스템 효율(%)

- 집열기에서 집광한 에너지 대비 시스템이 공급한 에너지의 비로서, 기상조건 및 시스템 규모 등에 따라 다르나, 일반적으로 온수공급 시스템에서는 30~50%의 효율을 가진다. 또 온수공급 시스템의 부하에 대한 비중(solar fraction)이 높을수록 시스템 효율이 저하되는 경향이 있다. solar fraction을 증가시키려면 부하는 일정한 상태에서 집광판을 증가시켜야하고 이는 보다 고온에서 시스템이 운전됨을 의미하며 따라서 열손실이 증가되는 것에 기인한다.

◦ 온수공급 시스템의 부하에 대한 비중(solar fraction, %)

- 전체 부하에 대비 시스템이 공급한 에너지(renewable energy delivered)비이다.

◦ 시스템 공급 에너지(renewable energy delivered MWh)

- 시스템이 공급한 에너지이다.

◦ 총 초기투자비(천원)

- 입력한 총 초기투자비이다.

◦ 연간 총 유지보수비(천원)

- 입력한 연간 총 유지보수비이다.

◦ 순 현재가치(천원)

- 프로젝트 기간 중 대체에너지 사용으로 인한 연료절감 수익, 부채상환 비용, 필요시 온실가스 배출권 거래 등으로 인한 수입 등을 현재가치화한 것이다.

◦ 내부수익률(천원)

- 프로젝트 기간중 대체에너지 사용으로 인한 연료절감 수익, 부채상환 비용, 필요시 온실가스 배출권 거래등으로 인한 수입등을 현재가치화한 값이 "0"를 만족시키는 할인율이다.

◦ 온실가스 배출 계수(tCO_2/MWh)

- 시스템이 대체한 발전원들의 온실가스 배출계수를 조합한 값이다.

◦ 온실가스 저감량(tCO_2)

- 본 온수공급 시스템을 사용하지 않았을 경우 발생할 온실가스량을 말하며, 온실가스 배출권 거래 등으로 인한 수입 반영시 적용된다.

5.2. 사례검토를 통한 태양열 프로젝트의 경제성 분석

5.2.1. 태양열 시스템의 예제

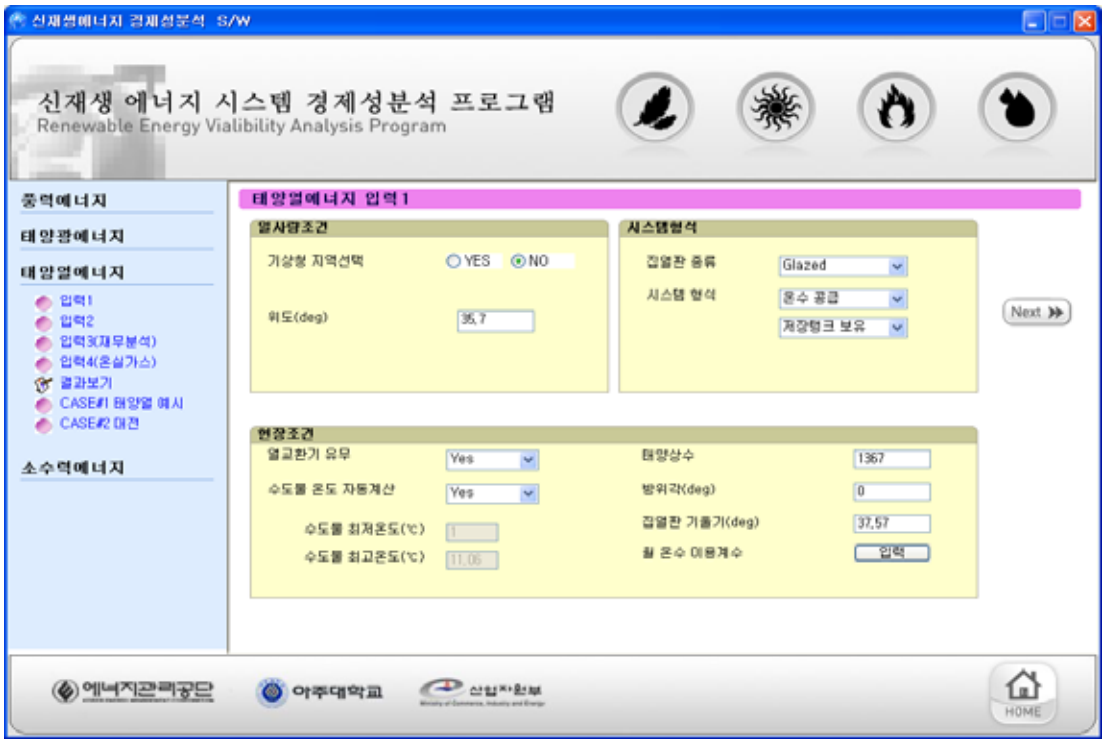
태양열 시스템의 에너지생산량 계산을 위한 기본 Data 및 가정은 다음과 같다.

◦ 지표 일사량 3.2017 kWH/㎡ 일 (에기연 보고자료)

◦ 60℃ 4.600㎘의 온수를 매일 공급(주 7일 사용)

◦ 기존 난방방식 : 전기(68.05 원/kWH, 저압전력요금 평균)

◦ 시스템 방식 : 유창형(Glazed) 집열기, 온수 저장고



[그림 Ⅲ-56] 태양열(예제) 시스템 발전량의 계산을 위한 입력화면(1)

본 프로그램의 대상 지명 항목을 보면 서울, 강릉, 대구, 목포, 제주 지역의 수평면 일사량 및 평균기온 등의 기상청 관측 데이터를 제공한다. 다음의 화면은 사용자가 해당지역의 외기조건을 주어진 표본자료들 중에서 선택, 적용할 수 있도록 구현된 창이다.

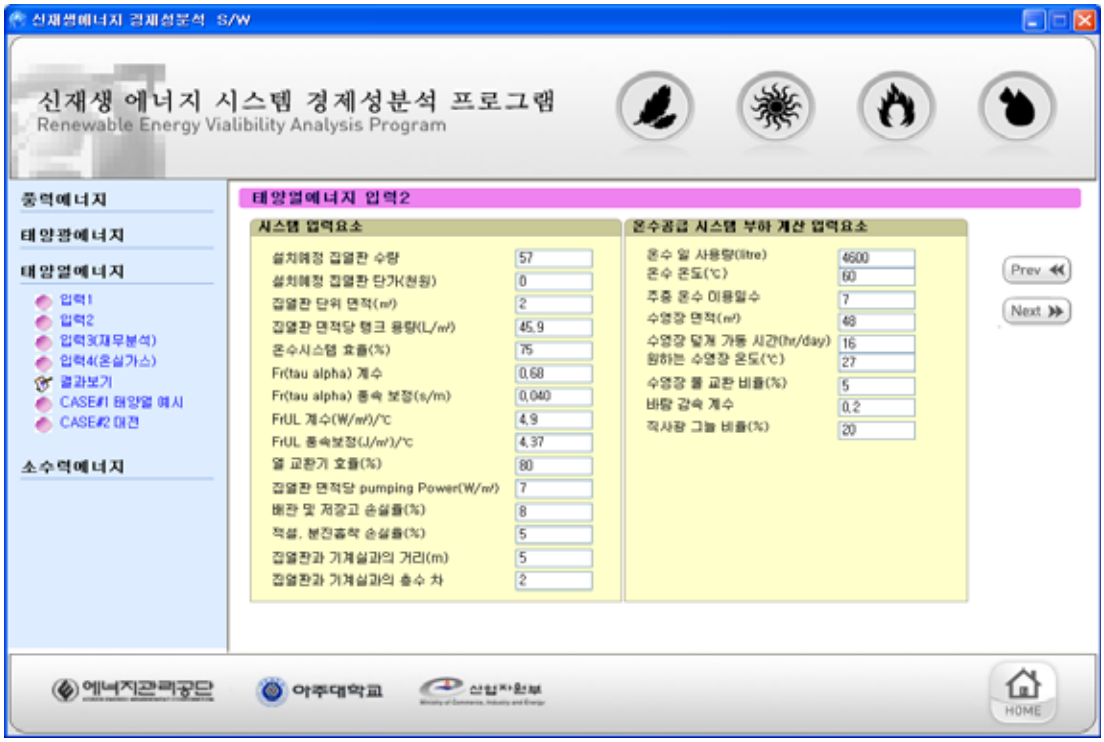
구분	월평균 1일 수평면 일사량 (kWh/m²/d)	월 평균 기온(℃)	월 평균 상대 습도(%)	월 평균 풍속(m/s)
1월	1.92	-3.4	64.0	2.5
2월	2.72	-1.1	64.0	2.7
3월	3.33	4.5	63.0	2.9
4월	4.42	11.8	61.0	3.0
5월	4.81	17.4	65.0	2.6
6월	4.47	21.5	72.0	2.3
7월	3.11	24.6	81.0	2.3
8월	3.78	25.4	79.0	2.2
9월	3.64	20.6	73.0	2.0
10월	3.08	14.3	67.0	2.0
11월	1.94	6.6	66.0	2.4
12월	1.50	-0.4	66.0	2.4

[그림 Ⅲ-57] 대상지역 외기조건의 사용자 입력화면

이 화면에서 사용자가 주어진 지역 아이템을 선택하면, 우편의 화면에 해당지역의 일사량, 기온, 습도, 풍속 등의 자료가 나타남을 볼 수 있다. 따라서 이들 표본자료 중 사용자가 수정하기에 편한 자료를 선택하고 수정, 적용하거나 아이템을 추가할 수 있다. 또 사후에 추가된 아이템을 삭제할 수도 있도록 구현되어 있다. 작성된 데이터는 프로그램이 설치된 폴더 내의 /data/solar/ 에 저장된다.

수돗물 온도 자동계산 항목은 'YES'를 선택하면, 프로그램 상에서 자동적으로 계산되며 'NO'를 선택하면 사용자가 직접 수돗물의 최저/최대 온도를 입력해야한다.

월 온수 이용계수도 입력 버튼을 누르면 사용자가 직접 값을 입력할 수 있으며, 현재 프로그램에는 RETScreen의 data를 이용한 Default 값이 나타나있다. Next 버튼을 누르면 다음의 입력화면(2)가 나타나게 된다.

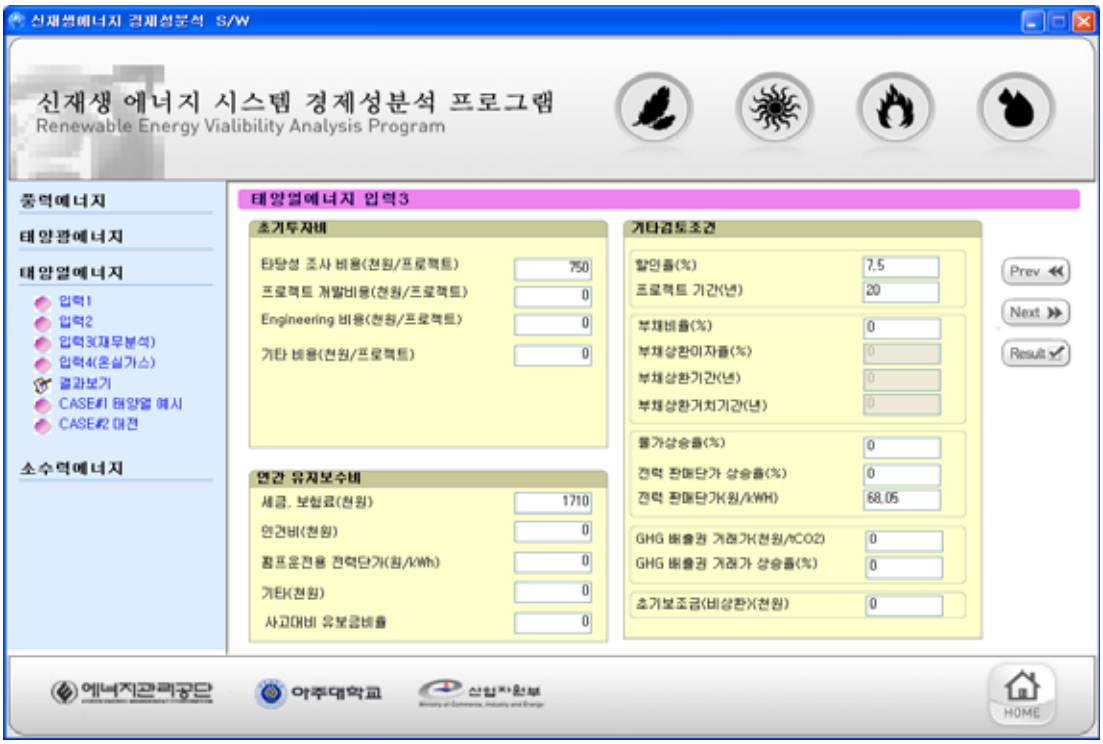


[그림 Ⅲ-58] 태양열(예제) 시스템 발전량의 계산을 위한 입력화면(2)

Next 버튼을 누르면, 재무분석 입력 값이 나타난다. 초기투자비는 전액 현금투자를 가정하여 2004년 12월 에기연의 보고 자료에 따라 750 천원/㎡을 적용한다. 유지보수비 역시 2004년 12월 에기연의 보고 자료에 따라 초기투자비의 2%를 적용하며, 1710 천원을 입력한다.

분석의 편의를 위해 부채는 없는 것으로 가정하고 각종 상승률은 없는 것으로 가정한다. 부채가 없다고 할 경우 아래 그림과 같이 초기투자비 부채비율을 0으로 놓으면, 부채상환기간, 부채상환거치기간, 부채상환 이자율 등의 관련 항목이 비활성화 되게 된다.

프로젝트의 기간은 20년, 할인율은 7.5%를 적용하며, 다음의 화면은 GHG거래가 없을 경우의 화면이다. GHG거래가 있을 경우에는 GHG거래가격과 거래가 상승률을 각각 입력하면 된다.



[그림 Ⅲ-59] 태양열(예제) 시스템의 재무분석 화면

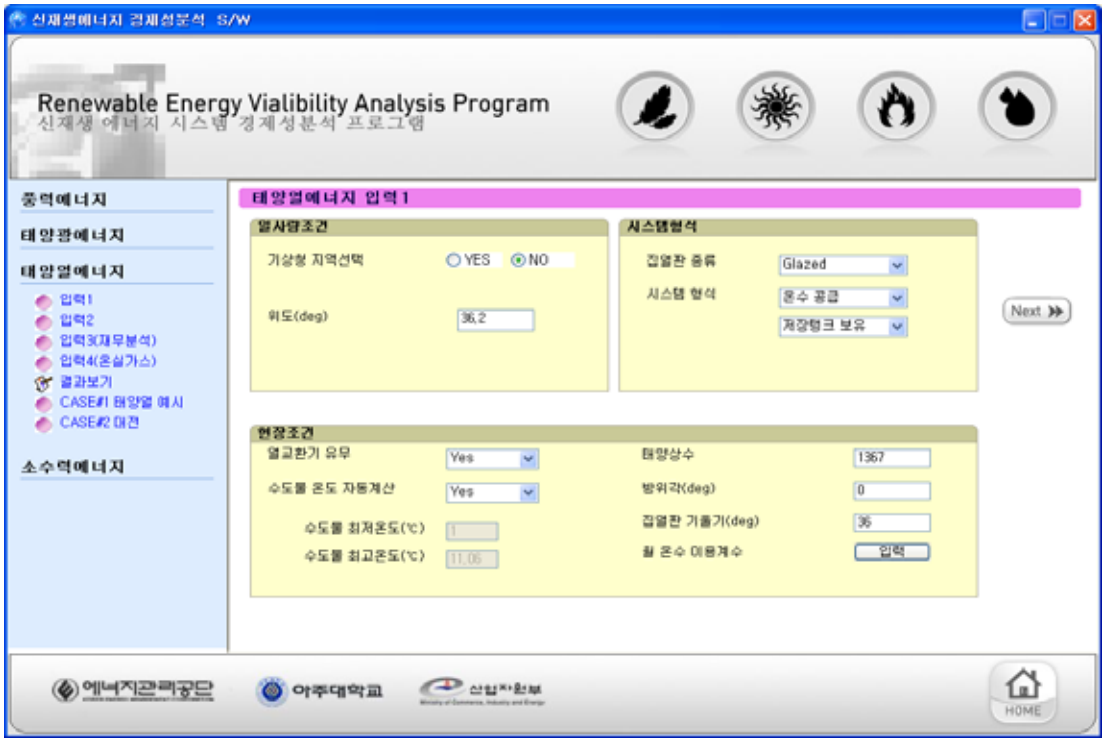
다음 버튼을 누르면 온실가스 입력화면이 나타난다. 본 Case에서는 프로그램의 Default값을 그대로 적용한다. 이제 Calculate 버튼을 눌러 계산하고, 왼쪽의 Report 버튼을 눌러 결과 값을 확인한다. 경제성 분석 결과를 살펴보면 다음과 같다.

<표 Ⅲ-35> 태양열(예제)의 주요 결과

구분	적용 일사량		
	하한	평균	상한
○ 권장되는 집열판 수량(개)	74	58	37
○ 총 온수 부하	75.90	75.90	75.90
○ 집열판 면적당 생산전력	143.52	256.59	448.08
○ 이용된 태양열 에너지	16.36	29.25	51.08
○ 순 현재가치(천원)	-3,049	8,874	29,067
○ 내부수익률(%)	0.00	125.88	389.97
○ 온실가스 저감량(tCO2)	11.35	20.49	36.12

5.2.2. 대전지역의 태양열 시스템

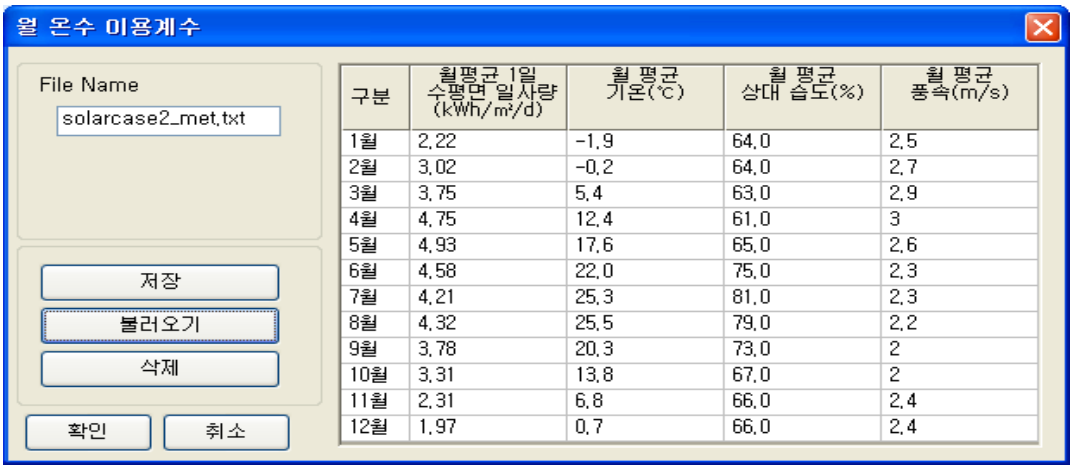
김정완외(2004)의 산업자원부 연구보고서의 태양열 경제성분석 data를 인용하여 본 개발 프로그램의 경제성분석을 진행한다. 김정완외(2004)의 연구보고서는 RETScreen을 통해 대전지역의 경제성을 분석하고 있다. 이 연구보고서의 결과와 본 프로그램에서의 결과 값을 비교하여 본다. Data를 프로그램에 입력하면 다음과 같다.



[그림 Ⅲ-60] 대전지역 태양열 시스템의 입력화면(1)

먼저 태양열 시스템의 입력화면을 살펴보면 시스템형식에서 집열판의 종류와 시스템의 형식을 선택하게 된다. 집열판은 유창형, 무창형, 진공관형의 3가지 종류가 있으며, 본 분석에서는 그중 일반적으로 가장 많이 사용되는 유창형 집열기를 사용하는 것으로 선택한다. 시스템의 형식에서는 온수공급인지 수영장공급인지를 선택하며, 온수공급을 선택할 경우에는 저장탱크의 보유 유무를, 수영장공급을 선택하는 경우에는, 옥내형인지 옥외형인지를 추가적으로 선택해야한다. 본 분석에서는 온수공급을 선택하였고 저장탱크를 보유하는 것으로 선택하였다.

다음으로 현장 조건을 입력한다. 현장조건은 태양열 시스템이 들어가는 입지 특성 전반에 대한 정보를 입력하는 것이다. 먼저 대상지명은 지역을 선택하는 것으로 본 분석에서는 대전 지역의 외기조건을 직접 입력해야하며, 주요 입력 data는 다음과 같다.

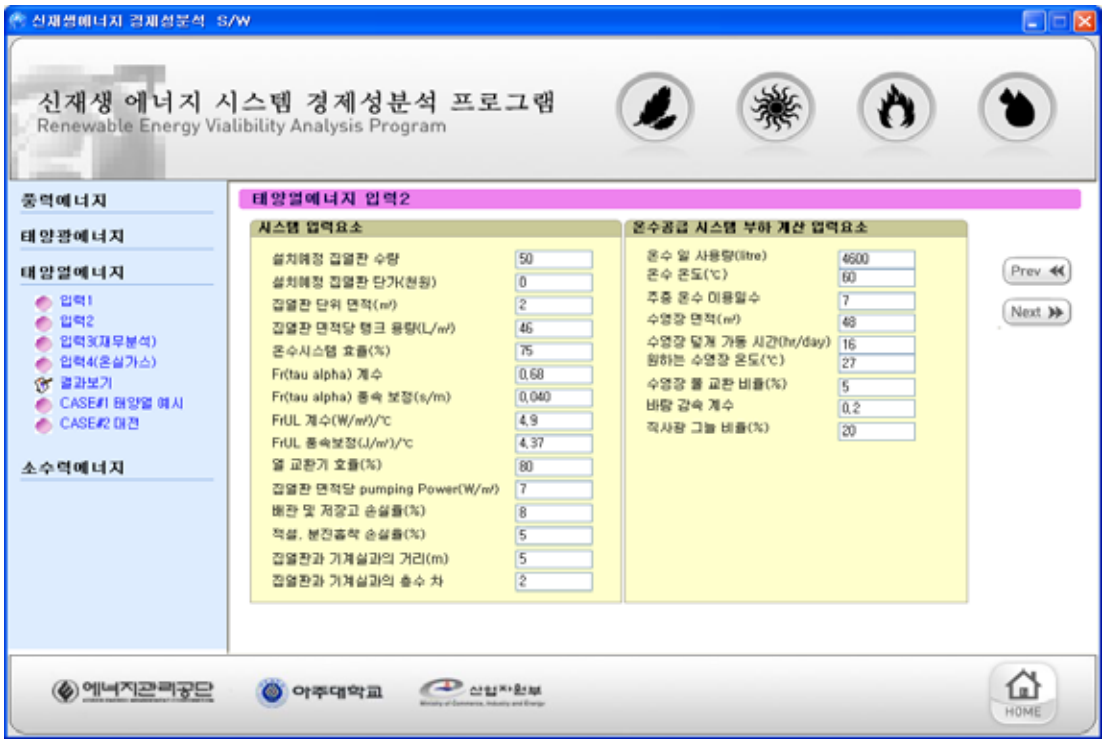


구분	월평균 1일 수평면 일사량 (kWh/m²/d)	월 평균 기온(℃)	월 평균 상대 습도(%)	월 평균 풍속(m/s)
1월	2.22	-1.9	64.0	2.5
2월	3.02	-0.2	64.0	2.7
3월	3.75	5.4	63.0	2.9
4월	4.75	12.4	61.0	3
5월	4.93	17.6	65.0	2.6
6월	4.58	22.0	75.0	2.3
7월	4.21	25.3	81.0	2.3
8월	4.32	25.5	79.0	2.2
9월	3.78	20.3	73.0	2
10월	3.31	13.8	67.0	2
11월	2.31	6.8	66.0	2.4
12월	1.97	0.7	66.0	2.4

[그림 Ⅲ-61] 대전지역의 외기조건의 사용자 입력화면

평균상대습도와 평균풍속은 정보가 연구보고서에 나타나있지 않기 때문에 프로그램의 default 값을 적용한다. 그 다음으로 열교환기의 유무를 선택하는 것으로 열교환기가 없다고 선택하면 입력화면(2)에서 열교환기 효율이 비활성화 된다. 본 분석에서는 열교환기가 있다고 선택하였다. 월 온수 이용계수는 부하특성과 관련된 입력 값으로 RETScreen에 값을 적용한 것으로 본 분석에서 사용월수는 9.6개월을 사용하는 것으로 적용한다.

모든 값을 입력한 후 'Next' 버튼을 누르면 입력화면(2)가 나타난다.



[그림 Ⅲ-62] 대전지역 태양열 시스템의 입력화면(2)

입력화면(2)에서는 시스템 입력요소와 온수공급시스템 부하 계산 입력요소를 입력해야한다. Fr(taualpha)값, FrUL계수 등은 집열판의 성능을 나타내는 값으로 본 분석에서는 프로그램의 default 값을 적용한다. 입력화면(1)에서 열교환기가 있다고 선택한 경우에는 열교환기의 효율을 입력해야한다. 열교환기의 효율을 보통 50~85%의 범위를 가지며, 본 분석에서는 김정완외(2004) 연구보고서에서 적용한 80%를 입력하였다. 시스템의 탱크 용량은 RETScreen에 따르면 집열판 면적당 보통 75L/m2로, 37.5~100L/m2의 범위를 가진다. 온수일 사용량은 일 급탕량을 의미하며, 본 분석에서는 4600L를 입력하였다. 온수온도, 즉 급탕온도는 60도를, 주중사용일수는 매일 사용하는 것으로 7일을 입력한다.

재무분석 입력 값은 김정완외(2004) 연구보고서의 데이터를 적용하기 어려운 관계로 본 분석에서는 에너지 생산량 값만 비교하였다. 이제 분석 결과와 김정완외(2004) 연구보고서의 결과 값을 비교하면 다음과 같다.

◦ 김정완외(2004) 연구보고서 결과 값

- 급탕부하량 : 75.75MWh
- 생산에너지 : 33.28MWh
- 원에너지 : 333 kWh/m2

◦ 프로그램 계산 값

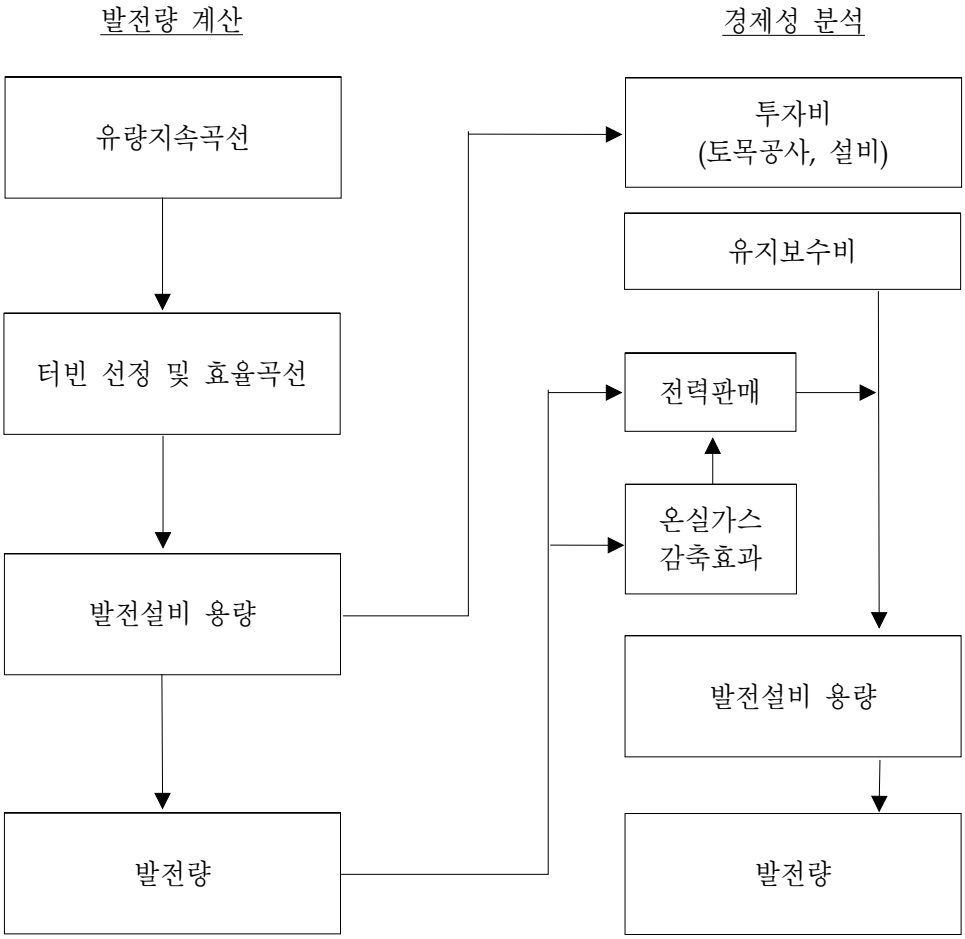
- 급탕부하량 : 75.75MWh
- 생산에너지 : 32.16MWh
- collector 면적당 년 생산 전력 : 321.60 kWh/m2

6. 소수력 관련 신·재생에너지의 경제성 분석 방법

6.1. 소수력 시스템 주요 인자 및 계산식

6.1.1. 프로그램 체계

소수력 발전소의 경제성 평가의 체계는 크게 두 가지로 나누어 볼 수 있다. 우선 먼저 발전설비 설치지역의 유량 특성과 부하를 고려한 발전량이 계산되어야 하며, 다음으로 투자비, 유지보수비 등의 비용과 전력판매(또는 에너지 절감)를 통한 수익을 반영한 현금흐름을 산출하는 과정이다. [그림 Ⅲ-63]에서는 경제성 평가 프로그램의 체계를 간략하게 보여주고 있다.



[그림 Ⅲ-63] 소수력 발전 경제성 분석 체계

6.1.2. 발전량 계산

① 유량지속 곡선

발전량 계산을 위해 가장 기초적으로 필요한 과정은 해당 지역의 유량특성을 파악하는 일이다. 본 프로그램에서는 RETScreen의 경우(캐나다 이외 지역)와 마찬가지로 사용자가 직접 유량지속곡선을 입력하도록 구성되어 있으나, 아래의 식에서는 한가지 예로 강우량을 이용해서 유량지속곡선을 추정하는 방법을 소개하도록 하며, 향후 프로그램 개선 시 반영된다면 사용자가 편리하게 이용할 수 있을 것이다.

강우자료를 이용한 유량지속곡선은 Weibull 분포의 누적밀도함수를 이용할 수 있다. 누적밀도함수와 유량지속곡선의 관계는 다음과 같다.[24]

$$F(q) = \int_0^q P(q)dq = 1 - exp(-(q/\beta)^\alpha),$$

$$D(q) = A(1 - F(q))$$

$F(q)$: 누적밀도함수,
$P(q)$: 확률분포함수,
$D(q)$: 유량지속곡선함수,
q : 유량,
α : 형상모수,
β : 척도모수,
A : 유역면적

수자원종합정보시스템[25]의 월별 강우량자료를 이용하여 단위면적(km^2)당 월평균유량을 계산하며, ln최소자승법을 통해 유량지속곡선의 형상모수(α)를 도출할 수 있다, 이렇게 구해진 형상모수와 평균유량을 이용, 척도모수(β)를 계산한다.

② 사용가능 유량

하천의 유량은 환경적인 이유 등으로 인해 일정한 양이 유지될 필요가 있으며, 이러한 유량을 잔여유량(residual flow) Q_r이라 하며, 유량지속곡선에서 이 잔여유량을 뺀 유량을 사용가능 유량 Q_n'이라 한다.

$$Q_n' = max(Q_n - Q_r, 0)$$

③ 부하

계통연계형 시스템일 경우 생산되는 모든 전력이 송전망에 공급된다고 가정하기 때문에

24) 박완순(2003) 참조

25) http://www.wamis.go.kr/WKW/RF_DUBRFOBS.ASPX

별도로 부하를 입력할 필요가 없으나, 독립형인 경우에는 피크부하와 부하지속곡선을 입력해야 한다.

입력된 부하를 기준으로 한 1일 에너지수요는 다음 식에 의해 계산되며, 연간 에너지 수요는 1일 에너지수요에 365일을 곱하여 계산된다.

$$D_d = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{L_{5(k-1)} + L_{5k}}{2}\right)\frac{5}{100}24$$

D_d : 1일수요,
L : 부하(시간백분율기준)

④ 발전량 계산

소수력 발전소의 발전량을 계산하기 위해서는 발전소에 설치되는 터빈, 즉 수차의 효율곡선이 필요하며, 일반적으로 널리 알려진 6개의 터빈을 선택할 경우 유량 백분율에 대하여 자동적으로 효율곡선이 계산되고 있다.

위에서 계산되는 유량, 터빈효율곡선과 더불어 낙차 및 각종 손실 등을 반영하여 발전량을 계산할 수 있으며, 발전량의 관계식을 다음과 같다.

$$P = \rho g Q[H_g - (h_{hydr} + h_{tail})]e_t e_g(1 - l_{trans})(1 - l_{para})$$

P: 출력,
ρ : 물비중$(1{,}000kg/m^3)$,
g : 중력가속도$(9.81m/s^2)$,
Q : 유량,
H_g : 총수두,
h_{hydr} : $hydroliclosses$
h_{tail} : $tailraceeffect$,
e_t : 터빈효율,
e_g : 발전기효율,
l_{trans} : 변압기손실,
l_{para} : $parastic\ \ eletricity\ losses$

위 식에서 유량 Q에 유량지속곡선을 적용하면, 출력지속곡선을 구할 수 있으며, 이렇게 계산된 출력지속곡선을 이용해서 소수력 발전소의 발전량을 다음 식에 의해 구할 수 있다.

$$E_d = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2}\right)\frac{5}{100}8760(1 - l_{dt})$$

E_d : 발전량,

l_{dt} : 휴지기간손실

소수력발전소의 적용방식이 계통연계형일 경우에는 위에서 계산된 발전량이 그대로 적용되지만 독립형일 경우에는 부하지속곡선과 출력곡선에 제약을 받는 다음의 1일 부하량을 다시 계산하여야 하며, 이를 통해 독립형 소수력 발전소의 발전량을 산출할 수 있다.

$$G_n = \sum_{k=1}^{20} \left(\frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 24$$

$$E_{dlvd} = \sum_{n=1}^{20} \left(\frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \frac{5}{100} 365 (1 - l_{dt})$$

6.2. 소수력 시스템 모형 Manual

6.2.1. 에너지산출

[그림 Ⅲ-64] 소수력 발전량 산출 입력화면

1) 적용방식

사용자는 “계통연계형” 과 “독립형” 두 가지 중 하나를 선택한다. 계통연계형일 경우에는 부하를 별도로 입력할 필요가 없으며, 독립형일 경우에는 아래의 부하지속곡선과 최대부하를 입력해야 한다.

2) 부하지속곡선, 최대부하(kW)

부하지속곡선은 1년 365일의 주어진 시간에서 0%~100%까지 5%씩 증가하면서 해당 시간 백분율의 부하수준(최대부하를 1로 가정)을 입력한다. 예를 들면 10%에서 부하가 0.8kW라면, 1년 중 10%인 36.5일 이상은 0.8kW의 부하가 유지된다는 것을 의미한다. 그 다음 해당 지역의 최대부하를 입력하는데, 최대부하와 부하지속곡선을 곱하여 그 지역의 부하특성을 나타내게 된다.

3) 유량지속곡선(m^3/sec)

유량지속곡선은 1년 365일의 주어진 시간에서 0%~100%까지 5%씩 증가하면서 해당 시간 백분율의 유량을 입력한다. 예를 들면 10%에서 유량이 3m^3/sec이라면, 1년 중 10%인 36.5일 이상은 3m^3/sec의 유량이 있다는 것을 의미한다. 0%, 100%는 설치지역의 최소, 최대유량을 입력한다.

4) 설계유량(m^3/sec)

설계유량은 터빈에 의해 이용되어질 수 있는 최대의 유량을 뜻한다. 계통연계형의 경우 설계유량은 일반적으로 시간의 약 30%와 같거나 또는 그 이상이다. 독립형의 경우에는 설계 유량의 결정 요소인 최대 부하를 만족시키는 유량이어야 한다.

5) 잔여유량(m^3/sec)

환경적인 특성 등을 고려하여 유지되어야 할 유량을 입력하는데, 이는 소수력 발전의 이용가능유량(available flow) 산출에 필요하다.

6) 총수두(m)

설치 지점의 낙차를 의미하며, 발전량 산출에 쓰이는 위치에너지 계산에 필요하다.

7) Max tailwater effect(m)

높은 유량이 지속되는 시간동안 발생할 수 있는 총수두의 최대 감소량을 입력한다.

tailwater의 영향은 낙차가 적은 곳에서 특히 중요할 수 있다.

8) Max hydrolic losses(%)

대부분의 소수력 발전소에서의 수압 손실은 5%정도인데, 물의 흐름이 짧을 경우 2%에서 물의 흐름이 길 경우 7%의 범위를 갖는다.

9) 보장유량(firm flow) 시간백분율(%)

특정 유량이 지속되는 시간 %를 입력한다. 일반적인 값은 90~100%범위이다.

10) 터빈종류, 터빈효율곡선, 터빈 설계계수

터빈 선택에 따라 터빈효율곡선이 자동으로 계산된다. 다만, "기타"를 선택할 경우 특정 터빈의 효율곡선을 입력하여야 한다. 한편 터빈 설계계수는 터빈의 최대효율 계산에 필요한 계수로서 터빈 제조사마다 다르다. 일반적으로 2.8~6.1의 범위에서 입력한다.

11) 터빈 수, 제트 수

터빈 수는 설치되는 터빈의 기수를 의미하며, 유량이 적을 때는 1기만 운전되지만, 많을 경우에는 입력한 터빈 수만큼 운전된다. 반면에 제트 수는 "펠턴"이나 "튜고"와 같은 임펄스 터빈일 경우의 노즐 수를 의미한다.

12) 터빈효율 보정(%)

계산된 터빈효율을 보정하기 위한 입력값으로서 -5%~5% 범위의 값을 갖는다.

13) 발전기 효율(%)

일반적으로 발전기의 효율은 93~97% 범위에서 입력한다.

14) parasitic losses(%)

소수력 발전에서 생산된 전력은 각종 밸브나 조명 등 발전소 내 기기에 이용되는데 이러한 전력소비에 따른 손실을 입력한다. 일반적으로 1~3% 범위에서 입력한다.

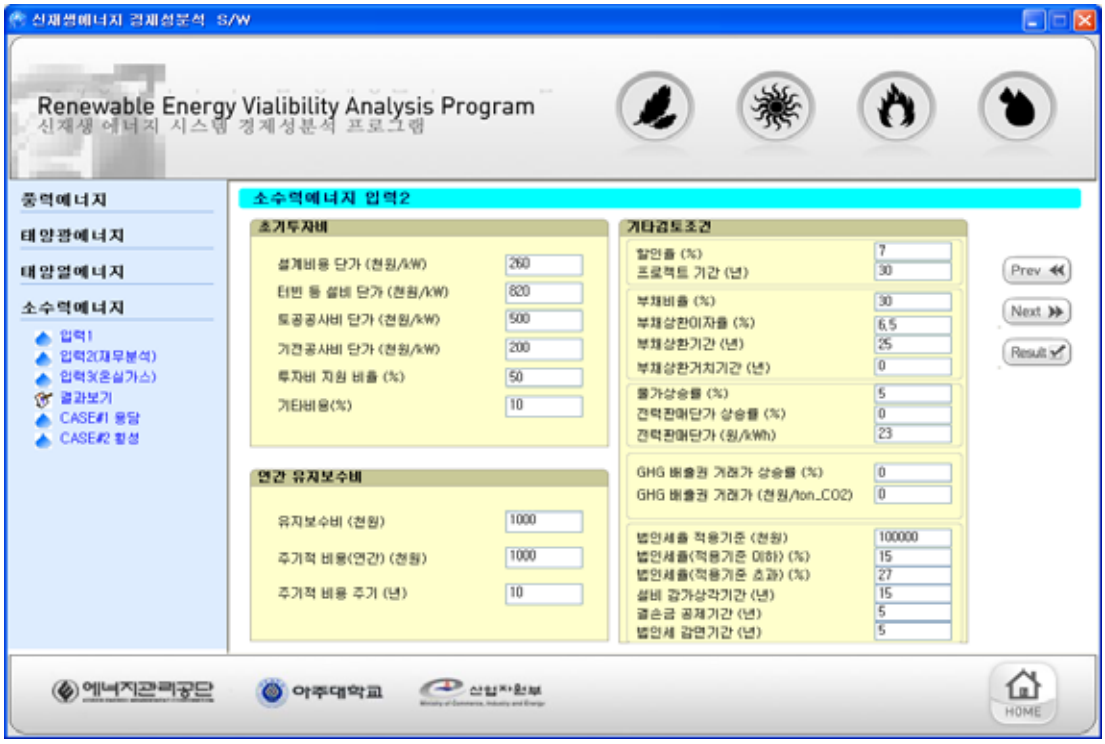
15) 변압기 손실(%)

변압기 손실은 1%~2% 범위에서 입력한다.

16) 휴지기간 손실

작업과정을 바꾸거나 비상시에 소수력 발전의 운영을 멈출 때의 손실을 의미한다. 기후조건 등에 따라 달라질 수 있으며, 통상 2%~7% 범위에서 입력한다. 예를 들어 4%를 입력하면, 연간 15일 동안의 휴지기간을 갖는 것이다.

6.2.2. 재무분석



[그림 Ⅲ-65] 소수력 재무분석 입력화면

1) 초기투자비

◦ 설계비용 단가(천원/kW)

- 소수력 프로젝트를 설계하기 위해 필요한 비용으로 시스템 설계 비용, 구조설계비용, 전기 설계비용 및 감리비용, 입찰 및 계약 비용 등이 포함된다.

◦ 터빈 등 설비 단가(천원/kW)

- 터빈 및 설비의 구매 단가를 입력하면 된다.

◦ 토공공사비 단가(천원/kW)

◦ 기전공사비 단가(천원/kW)

◦ 투자비 지원 비율(%)

- 정부에서 지원되는 보조금의 지원 비율을 의미한다.

◦ 기타비용(%)

- 위의 항목들에 포함되지 않은 비용들을 입력하면 된다.

2) 연간 유지 보수비

◦ 유지보수비

- 연간 유지 보수 비용은 재산세 및 보험료, 유지 검사비용, 우발적 위험 비용 (contingency costs)등을 포함한다.

◦ 주기적 비용(연간) (천원)

- 주기적 비용은 프로젝트의 작업 조건을 유지하기 위해 규칙적인 간격으로 발생하는 비용을 의미한다.

◦ 주기적 비용 주기(년)

3) 기타검토조건

◦ 할인율(%)

- 할인율은 현재가치를 얻기 위해서 미래현금흐름을 할인한 비율을 의미한다. 사업자의 자금조달 능력 등을 고려하여 입력한다.

◦ 프로젝트 기간(년)

- Project life는 프로젝트의 수명기간으로, 프로젝트가 시작되고 종료되는 시점까지의 기간을 의미한다. 소수력의 사업기간은 대략 25~50년이다.

◦ 부채 비율(%)

- 부채비율은 대차대조표의 부채총액을 자기자본으로 나눈 비율로, 부채비율의 범위

는 불확실성에 따라 좌우되며, 백분율로 표기됨. (범위: 보통 0~90%와 50~90% 결정)

◦ 부채상환기간(년)

- 부채의 원금과 이자 모두 상환해야 하는 연의 기간을 의미한다. 부채의 상환기간은 일반적으로 프로젝트 기간보다 짧거나 같다. 보통 1~25년 임.

◦ 부채상환거치기간(년)

- 원금에 대해 일정기간의 이자만 지급하여 원금 상환기간을 유예하는 기간을 의미한다.

◦ 부채상환이자율(%)

- 부채상환 이자율은 부채기간의 연말마다 채무자가 지불해야 하는 연간 부채 이자율을 의미한다.

◦ 물가 상승률(%)

- 사용자가 입력하는 물가 상승률은 project의 기간 동안 추정된 연간 평균 물가 상승률을 의미한다. (북미지역: 25년 동안의 인플레이션 약 2~3%)

◦ 전력 판매 단가 상승률(%)

- 전력 판매 단가 상승률은 프로젝트의 기간 동안 측정된 에너지 회피비용의 연간 평균 상승률을 의미한다. 북미지역에서는 보통 0~5%, 2~3% 정도의 상승률을 보인다.

◦ 전력 판매 단가(원/kWH)

- 전력판매단가는 kWh당 에너지의 회피비용(에너지 절감비용) 또는 소수력 시스템을 통해 생산한 전력을 판매하는 단가를 의미한다.

◦ GHG 배출권 거래가(천원/tCO2)

- GHG 배출권 거래 단가는 GHG 배출권 거래가 있을 경우 배출권거래로 인한 수익을 평가해보기 위한 것으로 GHG거래를 하지 않을 경우에는 0값을 입력하면 된다. 일반적으로 배출권 거래 가격은 판매자의 추가적 배출 삭감비용보다는 높고, 구매자가 절약하게 되는 배출 삭감비용 보다는 낮은 수준에서 결정된다.

◦ GHG 배출권 거래가 상승률(%)

- GHG거래가 상승률은 프로젝트 기간 동안 추정된 GHG배출권 거래 가격의 연간 평균 상승률을 의미한다.

◦ 법인세율 적용기준(천원)

- 과세기준에 따라 적용받는 법인세율을 의미한다. 과세표준 1억 원이 법인세율을 적용받는 기준이 된다.

◦ 법인세율(적용기준 이하)(%)

- 2005년 현재 과세표준이 이하일 경우에는 과세표준의 15%로 법인세율을 적용 받는다.

◦ 법인세율(적용기준 초과)(%)

- 2005년 현재과세표준이 1억 원을 초과할 경우에는 1500만 원+1억 초과금액의 27%로 법인세율을 적용 받는다.

◦ 설비 감가상각기간(년)

- 소수력 관련 설비의 가치가 감소하여 완전히 사용 불능이 될 때 까지의 기간을 의미한다.

◦ 결손금 공제기간(년)

- 사업부진 등으로 적자가 발생하여 결손이 생길경우, 그 결손만큼 소득금액에서 세금을 공제해 주는 기간을 의미한다.

◦ 법인세 감면기간(년)

- 특별세액 감면 등의 기타 사유로 법인세를 감면 받는 기간을 입력하면 된다.

6.2.3. 온실가스 저감량 평가

소수력 발전에 따른 온실가스 배출 저감실적은 기존 발전소에서 생산된 전력을 이용할 경우의 온실가스 발생량을 기준으로 계산된다. 따라서 기존 발전방식의 점유율과 각 에너

지원별 연료전환효율을 토대로 에너지량을 계산하고, 그에 따른 온실가스 발생량을 추정한다. 여기서 온실가스는 모두 이산화탄소로 환산한 값을 적용한다.

[그림 Ⅲ-66] 소수력 시스템의 온실가스 분석 입력화면

6.2.4. 결과화면

소수력 발전 경제성 프로그램의 출력화면은 발전량 및 내부수익율 등 주요 결과물의 출력화면을 나타내며, 보고서 형태의 엑셀자료로 출력된다. 엑셀화면은 발전량 분석, 재무분석, 입력화면 등 세가지 sheet로 구성되어 있다.

소수력 발전 경제성 분석 (발전량 계산)

<<프로젝트 개요>>

적용방식	계통연계형
피크부하	-

<<설치지역특징>>

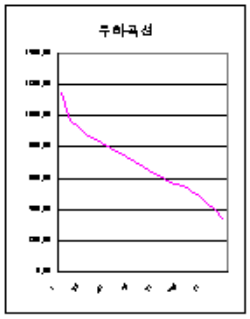
잔여유량	0.09 m^3/s
총수두	41.70 m
방수손실	0.00 m
수로손실	0.00 %
상시유량(시간%)	95.00 %

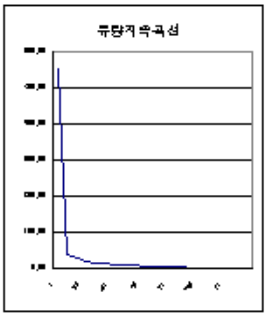
<<설비특성>>

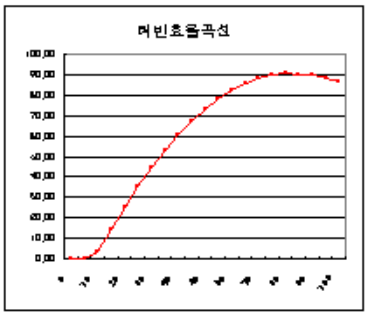
터빈형식	프란시스
설계유량	5.21 m^3/s
R_factor	4.50
터빈수	1
제트수	-
터빈효율조정	0.00 %
발전기효율	95.00 %
변압기효율	1.00 %
자가소비 손실(parasitic losses)	0.00 %
휴지기간 손실	0.00 %

<<부하 및 유량지속곡선>>

비율 (시간 또는 유량 %)	시간대비 부하 (kW)	시간대비 유량 (m^3/s)	유량대비 터빈효율곡선	
			가동 터빈수	터빈효율(%)
0	1146.00	551.69	0	0.00
5	970.59	89.98	1	0.00
10	921.00	27.12	1	9.06
15	885.00	20.61	1	14.67
20	859.00	16.89	1	25.46
25	822.00	13.21	1	35.49
30	791.00	10.82	1	44.58
35	764.00	8.91	1	52.91
40	738.00	7.35	1	60.41
45	707.00	6.05	1	67.08
50	676.00	4.95	1	72.93
55	642.00	4.01	1	77.94
60	612.00	3.21	1	82.11
65	587.00	2.52	1	85.45
70	566.00	1.93	1	87.94
75	547.00	1.42	1	89.58
80	520.00	0.99	1	90.35
85	488.00	0.69	1	90.29
90	445.00	0.34	1	89.59
95	395.00	0.12	1	88.25
100	395.00	0.12	1	86.30







발전량 계산결과

최대용량(plant capacity)	1,780 kW
상시용량(plant firm capacity)	kW
설비이용률(capacity factor)	62.89 %
발전량	9,521 MWh
온실가스 배출 저감량	5.19 Ton

[그림 Ⅲ-67] 소수력 시스템 발전량분석 화면 sheet

소수력 발전 경제성 분석 (현금흐름 분석)

분석기간	35 년
할인율	7.50 %
전력가격	73.69 원/kWh
초기투자비	3,387 백만원
보조금비율	0.00 %
부채비율	0.00 %
온실가스배출권 가격	5,000 원/톤

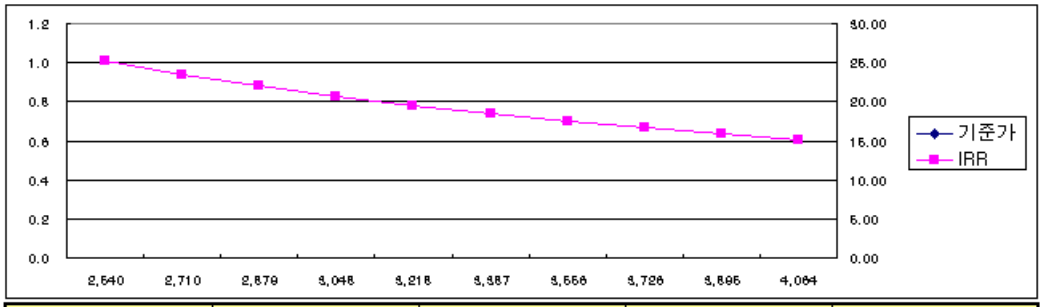
경제성분석 결과

순현재가치(NPV)	세전	5,223.6 백만원	세후	3,878.4 백만원
내부수익률(IRR)	세전	20.69 %	세후	18.43 %
누적 현금흐름이 0 이상				5.2 년

민감도분석

<<전력가격변화>>

비율(%)	전력가격(원)	순현재가치(백만원)	내부수익률(%)
75	55.27	1,726	12.64
80	58.95	2,156	13.83
85	62.64	2,587	15.00
90	66.32	3,017	16.16
95	70.01	3,448	17.30
100	**73.69**	**3,878**	**18.43**
105	77.37	4,309	19.55
110	81.06	4,739	20.66
115	84.74	5,170	21.77
120	88.43	5,601	22.87



비율(%)	투자비(백만원)	순현재가치(백만원)	내부수익률(%)	기준가(원)
75	2,540	4,725	25.14	
80	2,710	4,556	23.45	
85	2,879	4,386	21.97	
90	3,048	4,217	20.66	
95	3,218	4,048	19.48	
100	**3,387**	**3,878**	**18.43**	
105	3,556	3,709	17.47	
110	3,726	3,540	16.60	
115	3,895	3,370	15.81	
120	4,064	3,201	15.08	

* 기준가 : 내부수익률과 할인율이 일치할 경우의 전력가격(0원 미만과 1000원 이상일 경우 "오류")

[그림 Ⅲ-68] 소수력 시스템 재무분석 화면 sheet

입력1

적용방식	계통연계
최대부하(KW)	1146
설계유량(m3/sec)	5.21
잔여유량(m3/sec)	0.09
총수두(m)	41.7
Max.Tailwater effect(m)	0
Max. Hydrolic losses(%)	0
보장유량 시간백분율(%)	95

터빈종류	프란시스
터빈설계계수	4.5
터빈 수	1
제트 수	2
터빈효율 보정(%)	0
발전기 효율(%)	95
Parasitic losses(%)	0
변압기 손실(%)	1
휴지기간 손실(%)	0

입력 2

초기투자비

설계비용 단가(천원/KW)	260
터빈 등 설비 단가(천원/KW)	820
토공 공사비 단가(천원/KW)	500
기전공사비 단가(천원/KW)	200
투자비 지원 비율(%)	0
기타비용(%)	10

연간유지보수비

유지보수비(천원)	0
주기적 비용(연간)(천원)	0
주기적비용주기(년)	0

기타검토조건

할인율(%)	7.5
프로젝트기간(년)	35
부채비율(%)	0
부채상환이자율(%)	6.5
부채상환기간(년)	25
부채상환거치기간(년)	0
물가상승률(%)	0
전력판매단가 상승률(%)	0
전력판매단가(원/kWh)	73.69
GHG 배출권 거래가 상승률(%)	0
GHG 배출권 거래(보조금지급)기간(년)	10
GHG 배출권 거래가(천원/ton_CO2)	5
법인세율 적용기준(천원)	100000
법입세율(적용기준 이하)(%)	15
법인세율(적용기준 초과)(%)	27
설비 감가상각기간(년)	15
결손금 공제기간(년)	5
법인세 감면기관(년)	5

입력 3

회피 발전원별 점유율(%)

천연가스	17.43
수력	0.82
석탄	38.83
B-C유	5.46
원자력	37.46

발전원별 연료전환 효율(%)

천연가스	45
수력	100
석탄	35
B-C유	30
원자력	30

발전원별 N2O 배출계수

천연가스	0.001
수력	0
석탄	0.003
B-C유	0.002
원자력	0

발전원별 CH4 배출계수

천연가스	0.003
수력	0
석탄	0.002
B-C유	0.003
원자력	0

발전원별 CO2배출계수

천연가스	56.1
수력	0
석탄	94.6
B-C유	77.4
원자력	0

CH4->CO2 환산계수	21
N2O->CO2 환산계수	310
송배전 손실률(%)	5

[그림 Ⅲ-69] 소수력 시스템 입력 화면 sheet

6.3. 사례검토를 통한 소수력 시스템의 경제성분석

6.3.1. 용담(2) 소수력 발전소

용담(2) 소수력발전소는 전북 진안군 안천면에 위치해 있으며, 금강수계에 해당한다. 용담 소수력의 설비개요와 프로그램에 이용된 데이터는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-36> 용담(2) 소수력발전소 설비현황과 프로그램 입력자료

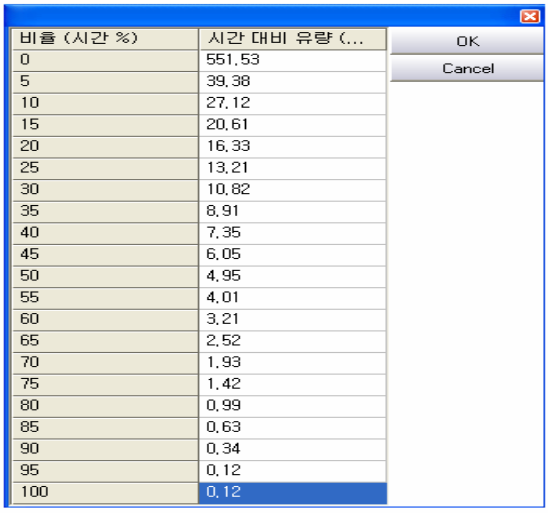
구분		설비현황	프로그램 입력자료
유량지속곡선		자료 미확보	용담지역 강우량과 전북 임실의 일강수량최다 자료를 이용하여 추정
설비용량		1.8 MW × 1기	프로그램에서 계산
전력생산량		11,400 MWh	프로그램에서 계산
수차형식		프란시스	프란시스
설비이용률		73 %	프로그램에서 계산
유역면적		456 km3	456 km3
설계유량		5.21 m3/sec	5.21 m3/sec
낙차		41.7 m	41.7 m
재무분석	검토기간	-	35 년
	할인율	-	7.5 %
	투자비	3,558 백만원	3,387 백만원(프로그램에 입력된 단가에 의해 계산)
	전력판매단가	-	73.69 원/kWh

* 유량지속곡선은 강우량 자료를 이용하여 단위면적당 월평균 유량을 계산한 다음, Weibull 분포를 이용하여 추정 (월평균 유량 계산을 위한 유출계수는 0.5 적용)
* 설비개요 자료 : 한국전기연구원

위 기본 data를 이용하여 본 개발 프로그램에 입력하면 다음과 같다.

[그림 Ⅲ-70] 용담(2) 소수력의 발전량 계산을 위한 입력 Data

입력 data 중 유량지속곡선은 사용자가 직접 입력하며 용담(2)의 유량지속곡선 data는 다음과 같다.



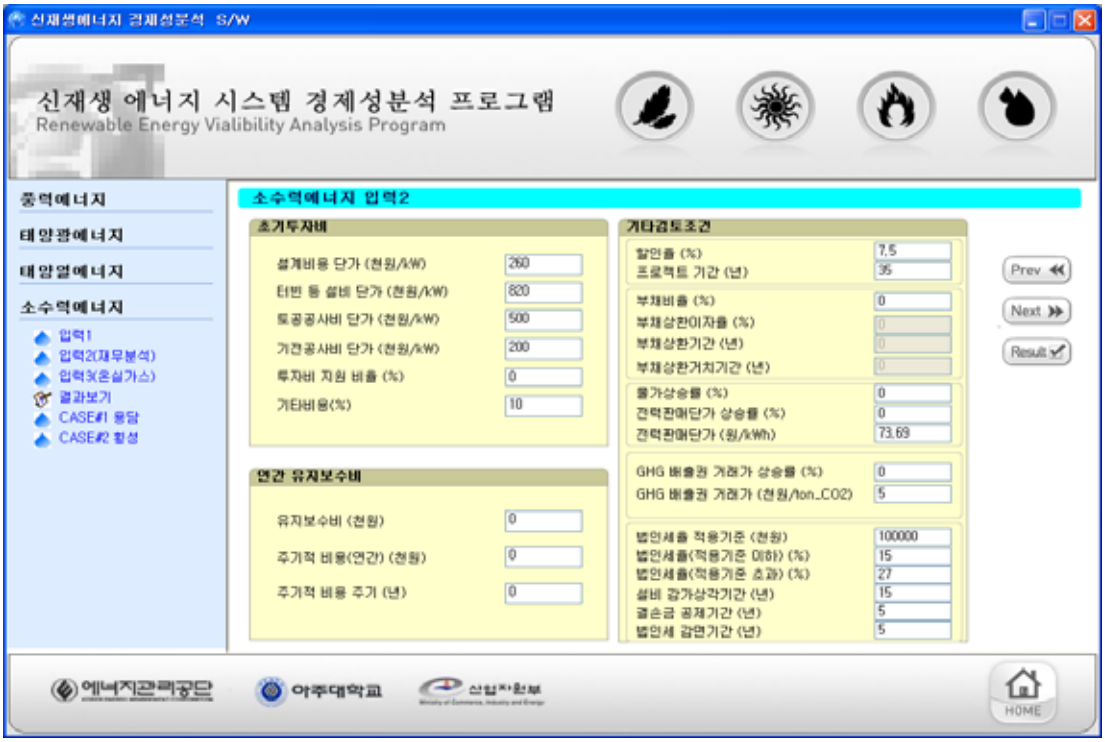
비율 (시간 %)	시간 대비 유량 (...
0	551.53
5	39.38
10	27.12
15	20.61
20	16.33
25	13.21
30	10.82
35	8.91
40	7.35
45	6.05
50	4.95
55	4.01
60	3.21
65	2.52
70	1.93
75	1.42
80	0.99
85	0.63
90	0.34
95	0.12
100	0.12

OK
Cancel

[그림 Ⅲ-71] 용담(2)의 유량지속곡선

에너지 생산량 관련 모든 data를 입력하고 Next 버튼을 누르면 재무분석 화면이 나타난다. 재무분석의 경우, 비용측면에서 투자비는 프로그램에 있는 설계, 공사 및 장비구매 단가를 그대로 활용하여 계산된 결과를 적용하였으며, 보조금, 유지보수비 등은 고려하지 않고, 부채는 없는 것으로 가정하였다. 수익 측면에서는 전력판매 단가를 현행 소수력 발전의 기준가격인 73.69원/kWh을 적용하였으며, 온실가스 저감효과를 반영하기 위해 이산화탄소 톤당 5천원의 수익이 있는 것으로 가정하였다.

프로젝트의 기간은 35년, 할인율은 7.5%를 입력하며, 주기적 비용은 없는 것으로, 각종 상승률은 0%로 가정하였다. 그 외의 data는 프로그램의 default값을 적용하였다.



[그림 Ⅲ-72] 용담(2) 소수력의 재무분석화면

다음 버튼을 누르면 온실가스 입력화면이 나타난다. 본 Case에서는 프로그램의 Default값을 그대로 적용한다. 이제 Calculate 버튼을 눌러 계산하고, 왼쪽의 Report 버튼을 눌러 결과 값을 확인한다.

위와 같이 입력된 자료를 기준으로 계산된 설비용량과 발전량은 <표 Ⅲ-37>와 같다. 용담(2) 소수력 발전소에 설치된 설비의 용량, 이용율 및 발전량을 비교한 결과에서는 차이를 보이고 있으나 유량지속곡선이 인근지역의 강우량 자료를 이용하여 추정된 값임을 고려한다면, 유사한 결과를 나타내는 것으로 판단된다.

<표 Ⅲ-37> 설비현황과 프로그램 계산결과 비교

구분	설비용량	이용률	발전량
설비현황	1.8 MW × 1기	73.00 %	11,400 MWh
프로그램 계산값	1.73 MW	62.83 %	9,521 MWh

재무분석의 결과, 세후 내부수익율은 18.43%이며, 투자비 회수기간은 5.2년이다. <표 Ⅲ-38>에서는 전력가격의 변화에 따른 내부수익율의 변화를 나타내고 있다.

<표 Ⅲ-38> 민감도 분석(전력가격변화와 내부수익율)

비율(%)	전력판매가격(원/kWh)	내부수익율(%)
75	55.27	12.64
80	58.95	18.83
85	62.64	15.00
90	66.32	16.16
95	70.01	17.30
100	73.69	18.43
110	81.06	20.67
120	88.43	22.87

6.3.2. 횡성 소수력 발전소

횡성 소수력발전소는 강원도 횡성군 갑천면에 위치해 있다. 횡성 소수력의 설비개요와 프로그램에 이용된 데이터는 다음과 같다.

<표 Ⅲ-39> 횡성 소수력발전소 설비현황과 프로그램 입력자료

구분		설비현황	프로그램 입력자료
유량지속곡선		자료 미확보	횡성지역 강우량과 강원도 원주의 일강수량최다 자료를 이용하여 추정
설비용량		0.5 MW × 2기	프로그램에서 계산
전력생산량		5,600 MWh	프로그램에서 계산
수차형식		프란시스	프란시스
설비이용률		65 %	프로그램에서 계산
유역면적		209 km3	209 km3
설계유량		2.74 m3/sec (1.37 × 2)	2.74 m3/sec
낙차		43.0 m	43.0 m
재무분석	검토기간	-	35 년
	할인율	-	7.5 %
	투자비	2,504 백만원	1,840 백만원(프로그램에 입력된 단가에 의해 계산)
	전력판매단가	-	73.69 원/kWh

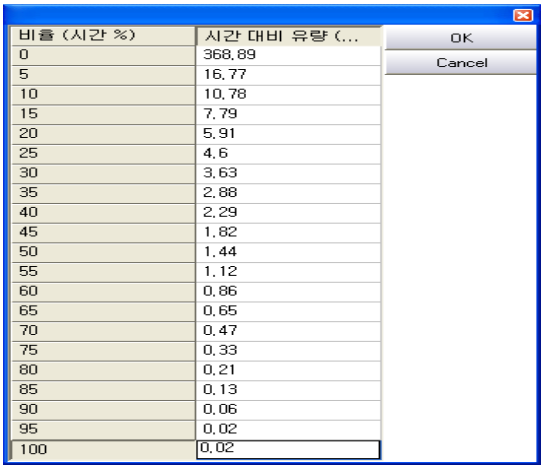
* 유량지속곡선은 강우량 자료를 이용하여 단위면적당 월평균 유량을 계산한 다음, Weibull 분포를 이용하여 추정 (월평균 유량 계산을 위한 유출계수는 0.5 적용)

* 설비개요 자료 : 한국전기연구원(내부자료)

위 기본 data를 이용하여 본 개발 프로그램에 입력하면 다음과 같다.

[그림 Ⅲ-73] 횡성 소수력의 발전량 계산을 위한 입력 Data

입력 data 중 유량지속곡선은 사용자가 직접 입력하며 횡성의 유량지속곡선 data는 다음과 같다.



비율 (시간 %)	시간 대비 유량 (...
0	368.89
5	16.77
10	10.78
15	7.79
20	5.91
25	4.6
30	3.63
35	2.88
40	2.29
45	1.82
50	1.44
55	1.12
60	0.86
65	0.65
70	0.47
75	0.33
80	0.21
85	0.13
90	0.06
95	0.02
100	0.02

OK
Cancel

[그림 Ⅲ-74] 횡성의 유량지속곡선

에너지 생산량 관련 모든 data를 입력하고 Next 버튼을 누르면 재무분석 화면이 나타난

다. 횡성의 재무분석 data는 위의 용담(2)의 data와 거의 동일하다고 가정한다. 다음 버튼을 누르면 온실가스 입력화면이 나타난다. 본 Case에서는 프로그램의 Default값을 그대로 적용한다.

이제 'Result' 버튼을 눌러 계산하고, 왼쪽의 '결과보기' 버튼을 눌러 결과 값을 확인한다. 위와 같이 입력된 자료를 기준으로 계산된 설비용량과 발전량은 <표 Ⅲ-40>와 같다.

<표 Ⅲ-40> 설비현황과 프로그램 계산결과 비교

구분	설비용량	이용률	발전량
설비현황	0.5 MW * 1기	65.00 %	5,600 MWh
프로그램 계산값	0.93 MW	51.71 %	4,233 MWh

재무분석 결과 세후 내부수익율은 15.59%이며, 투자비 회수기간은 6.1년이다. <표 Ⅲ-41>에서는 전력가격의 변화에 따른 내부수익율의 변화를 나타내고 있다.

<표 Ⅲ-41> 민감도 분석(전력가격변화와 내부수익율)

비율(%)	전력판매가격(원/kWh)	내부수익율(%)
75	55.27	10.76
80	58.95	11.76
85	62.64	12.74
90	66.32	13.70
95	70.01	14.65
100	73.69	15.59
110	81.06	17.43
120	88.43	19.25

7. 지열 관련 신·재생에너지의 경제성 분석 방법[26)]

지열은 지구 중심인 맨틀 부위에서 핵분열로 발생하는 열과 태양의 복사에너지를 열원으로 하여 지구에 축적된 에너지를 의미하며, 이때 지구는 거대한 축열 매체의 역할을 한다. 열을 보유하는 매체별로 지열을 분류하면 토양이 보유하는 토양 열로 부터 지하수, 하천, 강, 해수, 하수 등 수열로 구분할 수 있다. 또한, 온도를 기준으로 분류하면 지역난방, 발전

26) 본 개발 프로그램에서는 지열의 경제성분석 모듈이 구현되어 있지 않으며, RETScreen을 통한 지열시스템의 경제성분석방법을 한국건설기술연구원의 신현준박사에게 자문보고서를 부탁하였다. 자세한 내용은 부록을 참조하면 된다.

등 직접이용이 가능한 고온을 유지하고 있는 심부지열로 부터 일상생활에서 필요로 하는 온도수준에 이르지 못하는 저온의 천부지열에 이르기 까지 매우 다양하다. 천부지열은 지표로부터 대략 200m 내외에 저장된 지열을 말하며, 온도는 지형에 따라 다르지만 10～20℃ 정도이다. 심부지열은 지하 200m 이하에 존재하는 에너지를 일컬으며, 40～150℃ 이상의 온도를 유지한다.

우리나라는 지질의 특성상 일부 온천수를 제외하고는 직접적으로 이용한 예가 거의 없었기 때문에 지금까지 에너지절약차원에서 냉난방열로 이용하는 양은 많지 않았다.

그러나 최근에는 지구온난화 등 환경문제가 국제적으로 커다란 관심을 갖게 되고, 화석에너지의 대체자원 확보측면에서 정부의 적극적인 지원정책 및 열펌프기술의 발달로 저온지열에 대한 관심이 높아지고 있다. 즉, 10 ℃～20℃내외의 저온을 열원으로 하는 지열원 열펌프 시스템을 냉난방기기(이하 “지열원 열펌프”)로 이용하는 데에 많은 관심을 갖게 되었다.

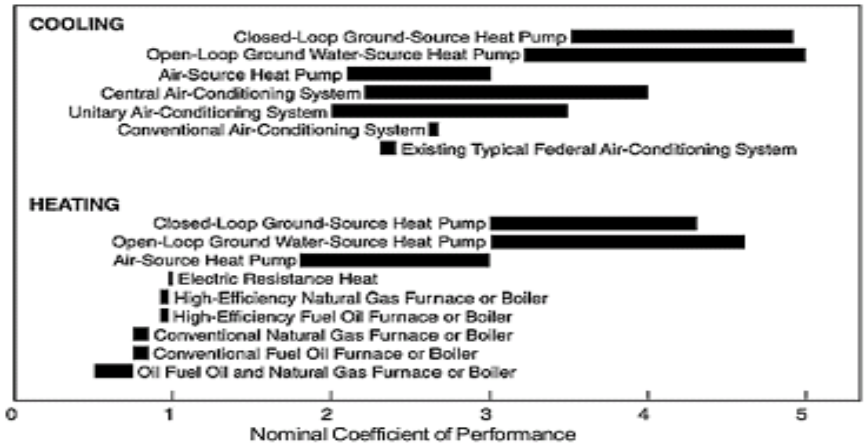
냉방사이클(cooling cycle)로 작동하는 지열원 열펌프는 실내에서 흡수한 열을 지중에 설치된 열교환기를 통해 지중으로 방출하며, 반대로 난방사이클(heating cycle)인 경우에는 지중 열교환기는 지중에서 열을 흡수하여 실내로 공급한다. 여기서 지중(또는 지열)이라 함은 토양(ground), 지하수(ground water), 지표수(surface water) 등을 통칭한 것이다.

이러한 지열을 이용한 시스템의 장점은 일부에서 상용되고 있는 공기열원 열펌프(air source heat pump)보다 온도가 안정성을 유지하고 온도조건이 유리하여 매우 높은 성능을 유지할 수가 있다는 점이다. 즉, 운전에 필요한 동력 소비량이 적고, 대기 중에 노출되는 기기가 없으며, 사용되는 냉매의 양이 상대적으로 적어 소비동력이 적다. 따라서 지열원 열펌프는 높은 효율과 우수한 성능을 갖는다. 우리나라와 같이 여름과 겨울이 확연하게 존재하는 기후조건을 갖는 경우에 활용성이 매우 높은 시스템이라고 할 수 있다.

지열원 열펌프의 우수성은 이미 선진국에서 많은 연구결과를 통해 입증되었다. 미국의 환경보호청(Environment Protection Agency, EPA)에서는 현존하는 냉 · 난방 기술 중에서 가장 에너지 효율적이고, 환경 친화적이며, 비용 효과가 높은 공기조화(space conditioning) 시스템으로 소개하고 있다. 실제로 이 시스템은 공기 열원 열펌프에 비해 44%까지 그리고 냉 · 난방을 에어컨과 전열기를 이용하는 경우와 비교하면 72%까지 에너지 소비를 절감할 수 있다고 보고하였다. [그림 Ⅲ-75]는 현재 상용되고 있는 냉 · 난방 기기의 효율을 비교한 예이다. 이로부터 지열원 열펌프의 성능이 가장 우수한 것을 알 수 있다. 이러한 이유로 미

국과 유럽에서는 과거 10년 동안 지열원 열펌프의 설치 대수가 매년 12%정도 증가하고 있는 것으로 보고되고 있다. 현재 12 kW 용량 기준으로 미국에서만 약 550,000대가 설치되어 운전 중이며, 매년 66,000여대가 새로 설치되고 있는 것으로 추산되고 있다.

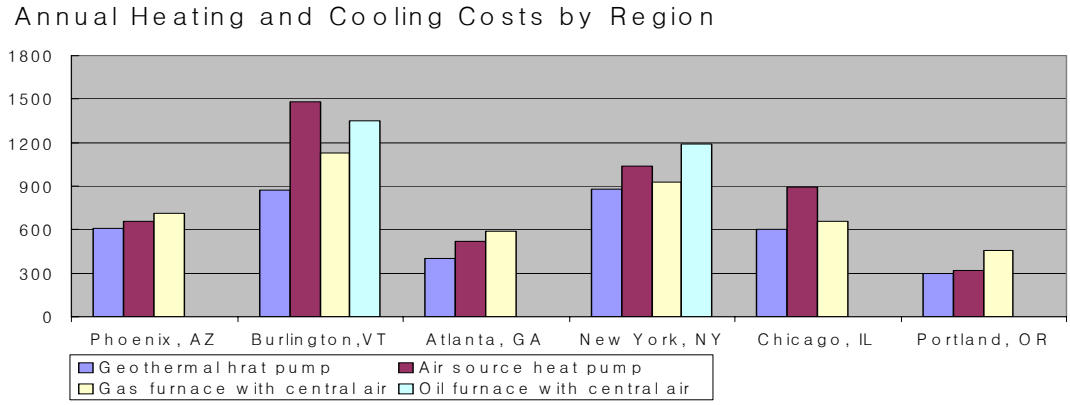
미국과 같은 에너지 강국이 1940년대부터 지열원 열펌프에 대한 연구 및 기술개발을 꾸준히 진행해왔다는 것은 이렇다 할 부존 에너지가 없는 우리에게 시사하는 바가 매우 크다고 할 수 있다.



[그림 Ⅲ-75] 상용 냉·난방시스템의 효율

자료 : DOE, 2001, Ground-Source Heat Pumps Applied to Federal Facilities-Second Edition)

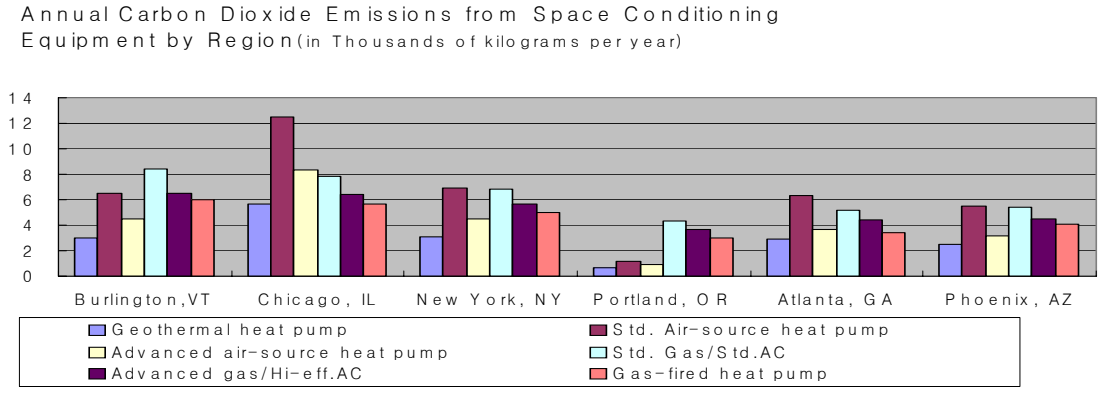
이에 본고는 천부지열을 활용한 지열원 열펌프의 원리 및 종류, 국내외 설치현황 및 사례, 보급 활성화 정책 등을 개괄적으로 소개한다.



[그림 Ⅲ-76] 지열원 열펌프시스템과 기존 공조시스템의 지역별 연간

[그림 Ⅲ-76]는 지열원열펌프와 상용중인 열원기기의 연간에너지비용을, [그림Ⅲ-77]은 지구온난화가스인 이산화탄소의 저감량을 지역별로 비교한 것이다. 이들 그림에서 알 수 있는 바와 같이 지열원 열펌프의 우수성을 확인할 수 있다.

◦ 냉난방 비용 비교(미국)



[그림 Ⅲ-77] 지열원 열펌프시스템과 일반 공조시스템의 이산화탄소 배출량 비교(미국)

Ⅳ. 도서지역(Off-Grid) 신·재생에너지 시스템의 경제성 분석

1. 도서지역 전력수급계획 수립방안

1.1. 도서지역 전력수급계획 수립 환경

과거의 전력산업은 전력회사가 발전, 송전, 배전, 판매 부분을 모두 보유하는 수직통합체계를 이루고 있었다. 그러나 한전의 독점적인 의사결정에 따른 문제점과 경영효율화에 대한 자극의 부족에 따른 생산성 향상의 미흡, 규모의 경제 상실 등으로 전력시장 전반에 대한 시장경제원리의 도입이 이루어지게 되었다. 따라서 우리나라는 2000년 말경에 한전을 6개의 발전자회사로 분할하고 경쟁원리를 도입하기에 이르렀으며 구조개편 후에도 공익적 기능을 지속적으로 수행하기 위해 전력산업기반기금이 신설되었다. 중장기적으로는 배전부문이 송전회사로부터 분리되어 완전 경쟁원리가 도입되면서 변동비반영시장에서 양방향입찰시장으로 전환될 것으로 전망하고 있다.

구조개편에 따른 발전시장 구조의 변화로 전력수급계획을 재정립해야 하며 수립체계를 다원화 시장에 맞게 재구성하여야 한다. 이에 따라 전력수급계획은 한전중심의 공익성, 독점성, 강제성의 성격에서 수익성, 경제성, 자율성을 중시하는 계획으로 점진적으로 변화할 것이다. 중장기적 수급계획 역시 전기사업자의 자율적인 사업계획을 바탕으로 시장기능에 의한 전력수급안정을 도모하고 구조개편 이행기의 수급안정을 도모하는 방향으로 설정되어야 한다.

구조개편이행기의 도서지역 수급계획은 이전의 이원화된 운영체계에서 사업의 운영주체 및 수급체계의 재편으로 논의되고 있다. 도서지역의 전력시장성은 아직 그 규모가 계통연계지역에 비해서 매우 취약하지만, 향후 기술개발에 따라 도서지역에 적합한 새로운 전원기술의 개발과 시장성 확보가 가능할 것으로 보인다.

구조개편에 따라 전력산업이 시장원칙이 중시되는 형태로 변경되어 전기사업자는 일부전원을 제외하고는 신규건설의향이 없을 것으로 예상된다. 그러나 풍력, 태양광 같은 신・재생에너지 자원은 전원개발 측면과 환경정책, 신・재생원에 대한 시장확보 측면 등에서 별도의 정책에 따라 그 보급이 활발히 추진되고 있다.

현재의 도서지역의 수급계획 수립은 도서별 사업관리주체별로 차년도의 사업계획을 수립하는 단기적인 차원에서 계획이 이루어질 뿐이었다. 즉, 중장기적인 수급계획의 기본적인 절차가 시행되지 않고 있으며 필요에 따라 일부 특정 위치에 있는 도서에 대한 부분적인 분석만 이루어지고 있다.

1.2. 도서지역 수급계획 방향

수급계획수립은 일관성을 유지하고 최소비용의 전력공급대안을 설정과 국가차원의 전력수급기본계획과의 일관된 사업의 추진체계 유지가 필요하다. 수급계획은 도서 전력사업의 안정적이고 지속적인 수행체계를 정립하여야 하고, 전력수급 및 구조개편에 따른 환경변화에 유연한 수습계획 수립이 필요하다.

도서지역의 전력수급계획은 “농어촌전화촉진법” 및 “전기사업법”을 근거로 수립한다.

<표 Ⅳ-1> 도서지역 전력사업계획수립의 법적 근거

근거법	구분	주요 내용
전기사업법	법적근거	· 법 25조
	주요내용	· 전력수급 방향 및 장기전망, 설비계획, 수요관리
	기 간	· 10년이상 (2년마다 수정, 보완)
	심 의	· 전력정책심의회
농어촌전화 촉진법	법적근거	· 법 4조 및 13조
	주요내용	· 지자체장의 전화사업계획서 작성 · 자금조치, 시공 상환금의 징수 등
	기 간	· 차년도 사업계획

구조개편 이행기에 있어 도서지역의 수급계획은 설비공급의 안정적 확보가 중요하므로 지속적으로 증가하고 있는 수요에 대응할 수 있도록 적정수준의 전력설비 공급이 차질 없이 이루어져야 한다. 수요관리 측면에서는 내륙지역에 비하여 절대적으로 소비수준이 낮은 부분의 보전과 과다한 전력소비의 억제와 양자 간의 조화에 의하여 도서민의 복지 수준이 저하되지 않는 수준에서 수요관리방안이 고려되어야 할 것이다.

우리나라의 전력산업 구조개편은 독립적인 전력거래소의 관리 하에서 시장원리가 적용되고 있는 단계에 와 있다. 향후, 배전부문의 분리 등 아직 구조개편 일정이 남아있기 때문에 이러한 변화에 따른 도서지역의 전력사업의 추진방식 및 수급계획 수립방식에 탄력성을 부여해야 할 것으로 보인다. 그리고 도서지역의 전력사업은 상대적으로 열악한 환경 하에 있

는 도서민의 복지를 향상하고 삶의 질을 개선하려는 목적으로 시행되고 있으므로 계통연계 지역과는 다른 특수 환경이나 여건 등을 감안하여 시행해야 할 것이다.

도서지역의 전력수급계획의 수립절차를 설정하면 다음과 같다.

<표 Ⅳ-2> 도서지역의 전력계획의 수립절차

① 단계	도서별 수급추이 및 지역경제특성 분석
⇓	
② 단계	수요예측(최대부하 및 전력량 수요)
⇓	
③ 단계	수요 측/공급 측 대안 설정 및 심사 (기술적 심사)
⇓	
④ 단계	수요 측/공급 측 대안 설정 및 심사 (경제성 분석)
⇓	
⑤ 단계	지역주민 의견반영 및 계획수립
⇓	
⑥ 단계	계획실행

전력수급기본계획의 수립 일정 및 절차범위와 연계된 수립계획을 수립하되 “농어촌전화촉진법‘에서 정한 범위 및 내용을 충족하도록 수립되어야 한다. 도서지역의 전력수급계획수립 단계별 주요업무 및 수행일정은 다음과 같이 설정이 가능하다.

<표 Ⅳ-3> 도서전력 수급계획 단계별 수행일정

업무단계	일정(월)	주요 내용
기본계획수립	1~2	· 기본계획 작성 · 기본지표 검토
수요예측	3~4	· 도서수급실태분석 · 수요예측기법 확정 · 수요예측의 기본전제 설정
수급대안 분석	5~6	· 기본 입력지표 검토 · 기술적 적용가능 후보대안 설정 · 입지적합성 검토 · 경제성 검토
발전설비계획	7~8	· 도서별 후보 설비계획 작성 · 연차별 설비 신설/폐지 계획 작성
전문가 검토	9	· 전문 소위원회 검토 · 지역주민(지자체) 의견 수렴
설비계획의향제출	9	· 전력수급기본계획절차에 반영 · 도서지역 전력사업주체 의사 반영
설비계획 조정	9~10	· 정부의 의견반영 · 정책설비(대체에너지)반영 · 설비계획의 재조정
정책심의위원회심의	11	· 도서수급계획을 포함한 전체 전력수급기본계획 심의
수급계획 확정	12	· 전력수급기본계획 확정과 더불어 중기 도서지역 전력수급기본계획으로 확정

1.3. 도서지역 전력수급계획 이행방안

□ 기본방향의 설정 : 전기사업법에 명시된 기본계획 수립 지침에 따라 도서지역 전력수급계획 수립의 기본방향 및 업무처리 방향 지침을 설정한다.

□ 수요예측

◦ 예측기법 선정

- 선형분석기법(단순선형, E-GARCH모형 등)
- 시뮬레이션 기법(End-Use기법 등)
- 시계열 분석기법(ARIMA모형 등)

◦ 예측대안 설정

- 대안별 예측의 수행
- 예측 결과의 비교분석

◦ 전원대안별 경제성 평가

- 정부정책에 의하여 기술적으로 보급 가능한 전원에 대해서 경제성평가를 시행하여 최적 전원구성을 위한 기준을 설정한다.
- 경제성분석기법으로는 Life Cycle Cost와 Levelized Cost를 상호 비교분석하는 방법을 적용한다.

□ 수급대안분석 : 도서지역에서 사용가능한 수급자원에 대한 기술적, 경제적 분석을 통하여 최적 수급대안을 선정하기 위한 제반절차를 수행한다.

□ 발전설비계획

<표 Ⅳ-4> 발전설비계획 검토대안

구분	내용	특징	비고
대안 1	-적정 예비율 개념 반영	-공급 예비율 5%기준을 적용 하여 설비 소요 시 단위기 투입 -신규수용 미 고려	기준안
대안 2	-전력수급기본계획 반영설비 우선고려 -적정 예비율 개념 무시	-신규수용 고려 -건설비 절감을 위한 2기 이상 설비 투입	검토안
대안 3	-적정 예비율 개념 반영 -대체전원 검토	-설비 간 기술적 연계 및 계통안정화방안 검토선행필요	도서별 재생자원 검토 후 분석 필요

<표 Ⅳ-5> 도서별 전력수요 특이사항

지역		도서	인구(명)	가구(호)	설비용량(kW)	최대부하 (2001)	예비율(%)	최대부하	
								증가율(%)	자료
전남	진도	맹골도	90	48	160(80×2)	31	416.1	9.2	1999~2001
	여수	상화도	118	41	80	29	175.9	2.5	1996~2001
	신안	영산도	97	45	240(80×3)	31	674.2	5.6	1997~2001
		장도	160	44	240(80×3)	32	650.0	6.4	1997~2001
		만재도	178	46	240(80×3)	28	757.1	2.2	1996~2001
경남	통영	어이도	112	42	240(80×3)	62	287.1	9.5	1996~2001
	통영	수우도	88	37	160(80×2)	27	492.6	-1.2	1996~2001

신규설비증설계획안은 최대부하(기준안) 대비 적정공급예비력 유지를 위한 설비를 증설하며 향후 5년 동안(2003~2007) 9기의 디젤발전기 8MW를 투입한다.

<표 Ⅳ-6> 도서별 발전설비 신설계획

도서	기존/신규	2002 (기실적)	2003	2004	2005	2006	2007
덕적도	기존	1900	1900	1900	2400	2400	2400
	신규	0	0	500×1	0	0	500×1
	계	1900	1900	2400	2400	2400	2900
위도	기존	1350	1850	1850	1850	1850	1850
	신규	500×1	0	0	0	0	500×1
	계	1850	1850	1850	1850	1850	2350

도서의 최대부하 증가에 대비하여 계획기간동안 총 8MW의 신규 설비를 투입하여 도서

의 적정 수급균형 상태를 유지한다.

<표 Ⅳ-7> 신규 발전설비 투입설비

구분		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
덕적도	최대부하(kW)	1002	1082	1219	1361	1513	1681	1866
	설비용량	1900	1900	1900	2400	2400	2400	2900
	설비예비율	89.6%	75.6%	55.9%	76.4%	58.6%	42.8%	55.4%
	공급예비율	39.7%	29.4%	14.9%	39.6%	25.5%	13.0%	28.6%
위도	최대부하(kW)	795	862	945	1033	1154	1292	1447
	설비용량	1350	1850	1850	1850	1850	1850	2350
	설비예비율	69.8%	114.6%	95.9%	79.1%	60.3%	43.2%	62.4%
	공급예비율	13.2%	62.4%	48.2%	35.6%	21.3%	8.4%	31.3%

- 덕적도는 계획기간 중 2004년에 500kW급 1기, 2007년에 500kW급 1기를 증설

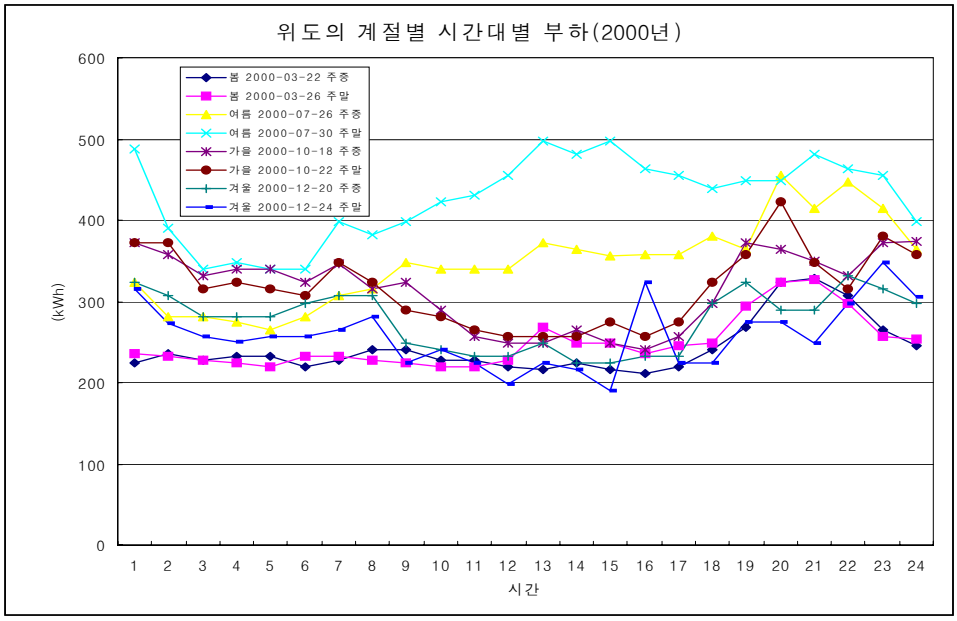
<표 Ⅳ-8> 덕적도의 전력수급전망

구분	최대수요(kW)	폐지계획(kW)	건설계획(kW)	설비용량(kW)	설비예비율	공급능력(kW)	공급예비율
2002	1082	0	0	1900	75.6%	1400	29.4%
2003	1219	0	0	1900	55.9%	1400	14.9%
2004	1361	0	500×1	2400	76.4%	1900	39.6%
2005	1513	0	0	2400	58.6%	1900	25.5%
2006	1681	0	0	2400	42.8%	1900	13.0%
2007	1866	0	500×1	2900	55.4%	2400	28.6%

- 위도는 계획기간 중에는 현재의 설비로 수요를 감당할 수 있으므로 2007년에 500kW급 1기를 증설.

<표 Ⅳ-9> 위도의 전력수급전망

구분	최대수요(kW)	폐지계획(kW)	건설계획(kW)	설비용량(kW)	설비예비율	공급능력(kW)	공급예비율
2002	862	0	0	1850	114.6%	1400	62.4%
2003	945	0	0	1850	95.9%	1400	48.2%
2004	1033	0	0	1850	79.1%	1400	35.6%
2005	1154	0	0	1850	60.3%	1400	21.3%
2006	1292	0	0	1850	43.2%	1400	8.41%
2007	1447	0	500×1	2350	62.4%	1900	31.3%



[그림 Ⅳ-1] 위도의 계절별 시간대별 부하(2000년)

<표 Ⅳ-10> 위도의 부하량

위도	합계	평균	최대	최소
2000.3.22 주중	5,820	243	329	211
2000.3.26 주말	5,973	249	327	220
2000.7.26 주중	8,349	348	456	265
2000.7.30 주말	10,263	428	497	340
2000.10.18 주중	7,570	315	374	240
2000.10.22 주말	7,594	316	422	257
2000.12.20 주중	6,649	277	332	224
2000.12.24 주말	6,102	254	348	190

2. 도서지역 전력사업을 위한 기금활용 및 제도개선방안

2.1. 기금의 법적 근거

◎ 전기사업법

◦ 전기사업법에 규정된 전기의 보편적 공급의무(제6조)와 전기공급의 의무(제14조)에 의거하여 전력공급을 지원

◦ 전력산업기반기금의 사용(제49조)에 의거하여 도서 벽지 주민에 대한 전력공급 지원

◎ 농어촌전화촉진법

◦ 농어촌전화촉진법 제20조(전력산업기반기금에 의한 지원)에 의거 다음 아래 목적을 위해 전기사업자가 사용한 비용에 대해 이를 기금에서 지원할 수 있게 함.

- 배전시설 공사, 자가발전 시설 공사 및 개체공사
- 자가발전시설의 인수 및 운영
- 지자체 운영도서의 자가발전시설 결손운영비 지원

2.2. 지원실적

최근 도서벽지 전력공급사업에 대한 지원실적을 살펴보면 1998~2000년 기간 중 연평균 약 274억원 규모가 지원되었고 매년 큰 폭으로 지원규모가 증가하여 2000년에는 1998년에 비해 약 2배 수준인 396억원이 지원되었다. 이는 지속적으로 증가하고 있는 도서지역의 전력수요를 충당하기 위한 신규 발전소 건설과 한전이 운영중인 8개 도서의 운영비 결손액 증가에 기인한다.

<표 Ⅳ-11> 도서벽지전력공급사업 세부사업별 지원실적

(단위 : 억원)

세부추진사업		1998	1999	2000	2001(예산)
전력공급 지원사업	농어촌전화사업	24	1	90	53
	지자체운영도서 운영결손지원	87	117	158	159
	소계	111	118	248	212
결손지원사업	전기사업자 인수운용결손지원	80	116	148	249
소 계		191	234	396	461

2.3. 기금소요 전망

도서벽지 전력공급지원사업은 5개의 세부사업으로 구분된다. 세부사업 중 전력회사 운영비 결손지원이 전체의 약 80% 이상을 차지하고 있으며, 이 분야의 지원규모는 매년 큰 폭으로 증가할 것으로 예상된다.

<표 Ⅳ-12> 도서벽지전력공급사업 세부사업별 지원실적

(단위 : 억원)

구분	2002	2003	2004	계
농어촌 전화사업 지원	64	49	44	157
지자체운영비 결손지원	133	43	0	176
도서자가발전시설 기술지원활동비	11	7	6	24
기타 사업비	25	8	3	36
전력회사운영비 결손지원	455	615	715	1,785
소계	688	722	768	2,178

2.4. 기금 활용방안

(1) 중장기방향

중장기적으로 추진하여야 할 주요 사안은 부존에너지 및 전력기술과의 연계성 검토와 전력수요를 어디까지 지원할 것인가에 관한 합리적인 기준이 마련되어야 한다는 것이다.

(2) 단기방향

현재 한전이 운영 중인 도서는 운영에 따른 결손비 지원을 지속하되, 현행수준을 초과하지 않는 범위에서 지원하는 것이 바람직하다. 이 경우 인수대상인 지자체 운영 도서에 대해서도 같은 기준을 적용하여야 할 것이다.

2.5. 도서지역 적용 가능 시스템 구성과 특징

2.5.1. 디젤발전시스템

① 시장개요

일반적으로 내연설비는 크게 엔진 및 발전설비, 그리고 각각의 부속설비로 구성되어 있다. 현재 도서용으로 적용 가능한 내연 발전설비는 국내기술로 자체 제작 및 보급이 이루어진다. 이들 제작업체는 STX, 보국 중전기, 현대중공업, 두산중공업, HSD 등의 업체들이 국내 시장의 대부분을 차지하고 있다.

② 디젤발전시스템의 구성현황

일반적으로 도서에 보급되는 디젤엔진의 경우와 최대단위기를 예방정지용으로 할 경우로 최소 3대가 병렬로 설치되고 있으며, 8개 도서의 내연발전 설비의 구성내역을 요약하면 다음과 같다.

<표 Ⅳ-13> 도서별 전원구성 현황

도서명	설비 구성 kW×기	설치연도	설비 유형	기관			발전기			공사비 (백만원)
				모델명	용량(PS)	제작사	모델명	용량(kWA)	제작사	
울릉도	1000×2	1980	내연							
	500×2	1980	내연							
	1000×2	1986	내연							
	1500×2	1996	내연							
추자도	300×4	1987	내연	6L18CX	450	쌍용	HSR503	375	현대	1,627
	500×1	1995	내연	5L23/30	750	쌍용	HSR631-10	625	현대	720
	500×2	1999	내연			쌍용				2,330
위도	450×3	1993	내연	4S20	750	쌍용	HFC6-502-8	562	현대	476
덕적도	300×3	1990	내연	6L18CX	450	쌍용	SGH	375	효성	157
	500×1	1997	내연	5L23/30	750	효성	BCA-500	625	보국	681
	500×1	2001	내연							
흑산도	500×3	1987	내연	6DLB/22	750	쌍용	HSR631-10		현대	
	500×1	1994	내연	5L23/30	720	쌍용	HSR631-10		현대	510
	750×2	1996	내연	6L23/30H	900	현대	HSR555-8K		현대	2,611
조도	300×4	1983	내연	KTA-1150G	505 BHP	Cummins	KEG-300DC	375	고려	
	500×2	1996	내연	5L23/30	750	쌍용	TGS-C	625	이천	1,660
거문도	500×2	1989	내연	5L23/30	720	쌍용	HSR631-10	625	현대	
	400×2	1989	내연	6HAL-DT	900	Yanmar	HSR503-8	500	현대	
	500×1	1997	내연	5L23/30	720	쌍용	BCA-500	625	보국	
백령도	1500×3	1995	내연	8L28/32H	2,180	쌍용	BLA-1500	1,500	보국	
	1500×1	2001	내연							

디젤발전기는 이미 국내에서 상용화되어 많은 계통 비 연계 도서의 전원공급용으로 설치되어 있다. 최근 설치된 디젤발전기는 대부분이 국내 기업체에서 생산된 설비로써 도서별 부하규모 및 기 설치된 발전기의 규모 등을 고려하여 설치되고 있다. '90년대 후반 이후 가구 수 500호 이상의 도서에 설치된 디젤발전기의 설치내역을 보면 국내 도서에는 주로 500kW 규모의 디젤엔진발전설비가 설치되고 있는 것으로 나타났으며, 최근 들어 1,500kW 규모의 설비도 설치되고 있다.

2.5.2. 태양광 발전시스템

① 시장개요

태양광 발전시스템은 일사량 조건이 양호할 경우 어디에서나 발전이 가능한 전원으로써 주로 소규모 전원용으로 보급되고 있다. 초기에는 시장의 협소 및 기술적인 한계로 단위설비 비용이 매우 고가였지만 최근에는 반도체기술의 비약적인 발전과 청정에너지에 대한 수요증가 등의 기술 및 경제 사회적인 이유로 태양광 발전에 대한 관심과 시장은 급격히 확대되고 있다. 우리나라의 경우에는 태양광 발전시스템이 원격지 또는 벽지의 통신용으로부터 시작하여 최근에는 고속도로의 가로등, 낙도의 등대, 도서의 전원용으로 그 용도가 급격히 늘어나고 있다.

2.5.3. 풍력 발전시스템

① 시장개요

국내 풍력 발전시장은 지금까지는 에너지시범사업의 일환으로 제주 행원지역에 약 10MW 규모의 설비가 건설되고 일부 시험용 설비로 제주, 무안 지역에 설치되어 왔다. 그러나 최근 들어 지역에너지사업 및 민간사업의 활성화로 국내의 풍력발전은 급속히 팽창하고 있다.

② 발전원가 추이

‘90년대 초반의 중형급(150~225kW급) 풍력발전시스템의 가격에 비해 현재 600kW급 풍력발전시스템의 가격은 단위 kW당 약 20%정도가 저렴해졌고, 기타 풍력발전단지의 조성과 관련한 건설비등은 약 50%정도 하향되었다. 이는 기술개발 및 대형화와 시장 규모의 확대를 통한 제작기술의 발달에 기인한 것이며 따라 풍력 발전단가도 약 30%정도 줄어들었다.

일반적으로 풍력발전의 발전단가에 가장 크게 영향을 미치는 것은 그 지역의 풍속 특성이므로 동일 성능의 풍력발전기라도 연 평균 풍속에 따라 발전단가의 차이는 매우 크게 된다.

이러한 풍력발전의 발전비용은 일반 상용전원의 발전원가와 비슷한 수준으로 이들 전원과 전력시장에서 경쟁이 가능할 수 있게 됨으로써 선진국 각 국에서는 세계 풍력 시장을 선점 및 자국의 에너지 문제를 해결하기 위하여 적극적인 대응을 하고 있다.

2.5.4. 연료전지 발전시스템

1) 시장개요

연료전지는 소형 IT형 배터리로부터 대규모발전용으로까지 용도가 매우 다양하며 환경친화성, 안전성, 경제성 등의 우수한 특성으로 세계 여러 나라에서 이용에 박차를 가하고 있다. 우리나라에서도 연료전지 기술개발의 중요성을 인식하여 개발연구가 진행되고 있다.

분산형 전원으로서의 연료전지발전은 주로 인산형 연료전지나 용융탄산염형 연료전지 등이 이용되고 인산형 연료전지의 경우는 외국에서 생산된 제품을 시험설치 운전 중에 있으며 국내 연구기관에서는 아직 연구개발 단계에 있다.

2.5.5. Hybrid Power System

하이브리드 시스템은 일반적으로 풍력, 태양광, 디젤 발전기, 소수력과 배터리 등의 전원들 중 한 가지 이상을 조합한 방식이다. 하이브리드 시스템의 대표적인 예는 풍력 터빈, 디젤 발전기, 태양광, 배터리 저장장치들이 연결된 것이며 이 기기들은 제어기에 의해서 적절히

조절된다. 디젤 발전기의 경우에는 본래 하이브리드 시스템의 구성이 아님에도 불구하고 태양광이나 풍력 터빈만으로는 하이브리드 시스템을 구성할 수 없어서 포함하였다.

한 가지 이상의 전원의 조합으로 이루어진 하이브리드 시스템은 운전 기간 동안 순 현재 비용(net present cost)을 최소화시키는 방법으로 시스템을 최적화한다. 순 현재 비용(net present cost)의 최소화는 부분적으로 디젤 발전기의 용량을 줄이고 운전 시간을 단축시킴으로서 얻을 수 있다. 이것은 전원 공급 시스템에서 하루에 일정한 시간 동안을 디젤발전기에서 풍력, 태양광 등의 신・재생에너지로 교체하여 이것들을 조합하였기 때문에 가능하다.

하이브리드 시스템에서 신・재생에너지원의 구성 정도는 부하량에 따라서 결정되는데 예를 들어 부하량이 클 때 높은 부하량을 만족시키기 위해 신・재생원을 사용하는 것은 대용량 배터리 저장 장치가 필요하여 경제적이지 못하므로 이 경우엔 디젤 발전기의 비중을 크게 하여야 한다. 또한 신・재생원의 간헐적인 특성 때문에 바람이 없을 경우나 흐린 날씨의 경우에 하이브리드 시스템은 디젤발전기에 의존하여야 한다. 즉, 하이브리드 시스템의 구성 비중은 주로 목표 지역의 부하량과 풍력, 태양 에너지원에 의해 결정된다.

이러한 하이브리드 시스템은 전력망이 연결되어 있지 않은 농촌 지역에 물을 공급하는 펌프용 전원, 전원의 전력 공급과 소형 전력망, 도서 지역의 전원 공급, 국립공원 등의 다양한 형태로 적용되고 있다. 개발도상국이나 선진국 모두에게 하이브리드 시스템은 도서지역에 전력망을 연결시키지 않고도 전력을 공급할 수 있기 때문에 해외의 여러 지역에는 하이브리드 시스템을 보급 계획하고 있다.

하이브리드 시스템은 디젤 발전기의 용량을 감소시켜 주므로 디젤 발전시스템만 있을 경우와 비해 연료비를 줄여 운전 유지비용을 절약할 수 있다. 또한, 하이브리드 시스템의 운전과 유지를 통한 신・재생에너지 기술의 사용은 신・재생에너지의 보급을 활성화 시킬 수 있다.

2.6. 국외 현황

2.6.1. 영국

① 도서지역 현황

영국은 육지와 교량 등으로 연계된 대규모 유인도서들이 많은 편이다. 이들 도서는 스코틀랜드 북부의 세 개의 섬으로 구분할 수 있다.

② 도서지역 전력공급체계

영국은 도서지역의 전화 사업 및 전력사업 수행을 위한 국가 차원의 보조금은 없다. 다만, 1990년경부터 비화석 연료 의무(NFFO : Non-Fossil Fuel Obligation)등의 화석연료 사용에 대한 정부의 규제조치에 따라 도서를 공급관할구역으로 포함하고 있는 전력회사가 자발적으로 도서전화를 시행하고 있을 따름이다.

③ 도서에서의 전력수급계획

영국에서의 향후 신・재생에너지 보급목표는 2010년까지 영국의 총 발전량의 10%를 신・재생에너지를 이용하여 발전한 전력에 의하여 공급하는 것이다.

신・재생에너지를 이용한 전원을 도서지역에 공급하기 위한 정부 차원의 특별한 계획은 없으나, 국가차원의 목표를 달성하기 위하여 해안에서 떨어진 바다(off shore)에 풍력발전단지를 건설하거나 대규모 바이오매스 소각이나 가스화발전설비의 보급을 확대할 계획을 갖고 있다.

④ 신·재생에너지 발전설비

도서지역에서의 발전설비 형태는 디젤이나 가스터빈, 풍력발전, 또는 이들 설비들의 조합된 하이브리드 시스템이 보급되어 있다. 영국 도서에서 보급되고 있는 주요 신・재생에너지 전원은 풍력이 대부분이며 일부 풍력과 디젤의 하이브리드형의 발전설비나 태양광 발전설비도 보급되어 있다.

경유 등 내연기관과 비교적 발전원가가 높은 신・재생에너지원의 보급으로 도서지역의 발전원가는 계통연계지역의 발전원가에 비하여 높은 편이지만 요금은 계통연계지역의 요금

과 큰 차이가 없는 편이다.

◦ Fair lsle

- 발전설비 현황 : 석탄(5%), 디젤(25%), 풍력(65%), LPG(5%)
- 신・재생에너지 보급계획 : '98년까지 총 발전의 90%를 풍력으로 공급

2.6.2. 일본

① 도서 현황

일본의 유인도서는 현재 425개이고 이 중 법으로서 도서로 지정받고 있는 도서는 324개로 대부분 전력회사로부터 전력을 공급받고 있다.

② 도서지역 전력정책

소도서와 관련된 전력사업 법령은 전기사업법을 비롯해서 농・산・어촌 전화사업 도입촉진법과 오키나와 도서전기공급시설 가설사업 실시요령, 오키나와 진흥개발 특례조치법 등의 특별법에 의거하여 도서지역의 전력사업을 진행해왔다. 발전소건설 및 전력설비의 설치시에는 초기투자비가 도서지역의 경우 일반 내륙지역보다 많이 소요되었지만 전력회사의 전기요금을 동일하게 측정되었다.

③ 신·재생에너지 발전설비

◦ 미야코지마 섬

- 위치 : 오끼나와 본섬에서 약 300km
- 공급체계 : 오끼나와 전력회사에서 전력을 공급하며 계통 비 연계지역에 대해서는 1000kW미만의 디젤발전설비, 또는 해저케이블에 의한 전력 공급함
- 전화방식 : 오끼나와 전력에서 미쓰비시(주)와 공동으로 750kW 규모의 계통 비 연계형 PV/디젤 하이브리드형 발전시스템 설치

2.6.3. 프랑스

① 도서 현황

프랑스는 우리나라와 같은 작은 유인도서가 없고 우리나라 제주도보다 큰 코르시카섬과 수 개의 작은 도서가 있다. 그리고 식민지에 해당하는 DOM이라는 5개의 유인도서와 TOM 이라는 3개의 섬이 있다.

② 도서지역 전력정책

프랑스에서는 도서지역이나 본토지역이 동일한 전력정책이 적용되는데 도서는 육지와 달리 디젤발전기를 이용하기 때문에 발전단가가 3배 정도 높아 적자문제가 발생하였다. 이에 대하여 프랑스 공영전력회사는 전력공급설비를 재생에너지 시스템의 사용을 장려하고 있다. 도서지역에서 디젤발전시스템의 발전단가가 높은 이유는 수입 연료를 사용해야 하는 것과 관련이 깊다. 따라서 발전단가가 저렴한 신・재생에너지 즉, 수력, 풍력, 지열, 바이오매스 등을 이용하는 발전시스템을 장려하고 있다.

2.6.4. 호주

① 도서 현황

호주는 수백 개의 유/무인 도서로 이루어져 있으나 대부분은 사람이 살지 않는 무인 도서이다. 그리고 유인도서의 경우 현재 운영중인 전력공급 형태를 3가지로 분류할 수 있다.

- 내륙에 근접한 도서는 케이블을 이용하여 전력 공급
- 원거리의 도서는 자체자금으로 디젤발전기를 사용
- 인구가 극히 적은 도서의 경우나 관광지는 개인 소유 발전기 사용

② 도서전력 사업정책

도서지역의 전력공급은 상식적으로 전력공급이 가능한 지역에만 전력을 공급하고 있다. 따라서 원거리의 유인도서는 개인소유의 디젤발전기를 본인비용 부담으로 설치하여 사용한다.

③ 신·재생에너지 발전설비

◦ 킹아일랜드

- 위치 : 본토와 80km 거리
- 발전설비 현황 : 디젤 4.8MW(86.5%), 풍력 750kW(13.5%)
- 신・재생에너지 보급계획 : 기존의 디젤발전설비에 750kW 규모의 풍력단지 조성 (온실가스경감 계획의 일환으로 추진)

◦ Thursday Island

- 위치 : Australia 와 papua New Guinea 의 경계 해협
- 발전설비 현황 : 디젤 6400kW(92.8%), 풍력 500kW(7.2%)
- 신・재생에너지 보급계획 : 디젤연료의 사용감소와 온실가스 배출 감소를 위해 풍력발전소 계획 추진

2.6.5. 덴마크

◦ Aeroe

- 일반현황 : 인구 7600명, 면적 90.45Km^2
- 에너지 현황

→ 전체발전량(41.028MWh) 중 풍력발전이 약 12%를 차지함

→ 디젤 발전기는 풍력발전기가 가동하지 않을 때나 높은 전력 요금 기간(전력을 상품으로 생산하는 기간) 때의 전력공급에 이용

→ '98년과 '99년에는 태양열 고온 집열판 운영

- 신・재생에너지 보급계획 : 재생에너지 계획을 수립, 단시간(10년) 내에 섬 전체의 난방과 전력을 신・재생에너지로 공급하는 것을 목표로 설정

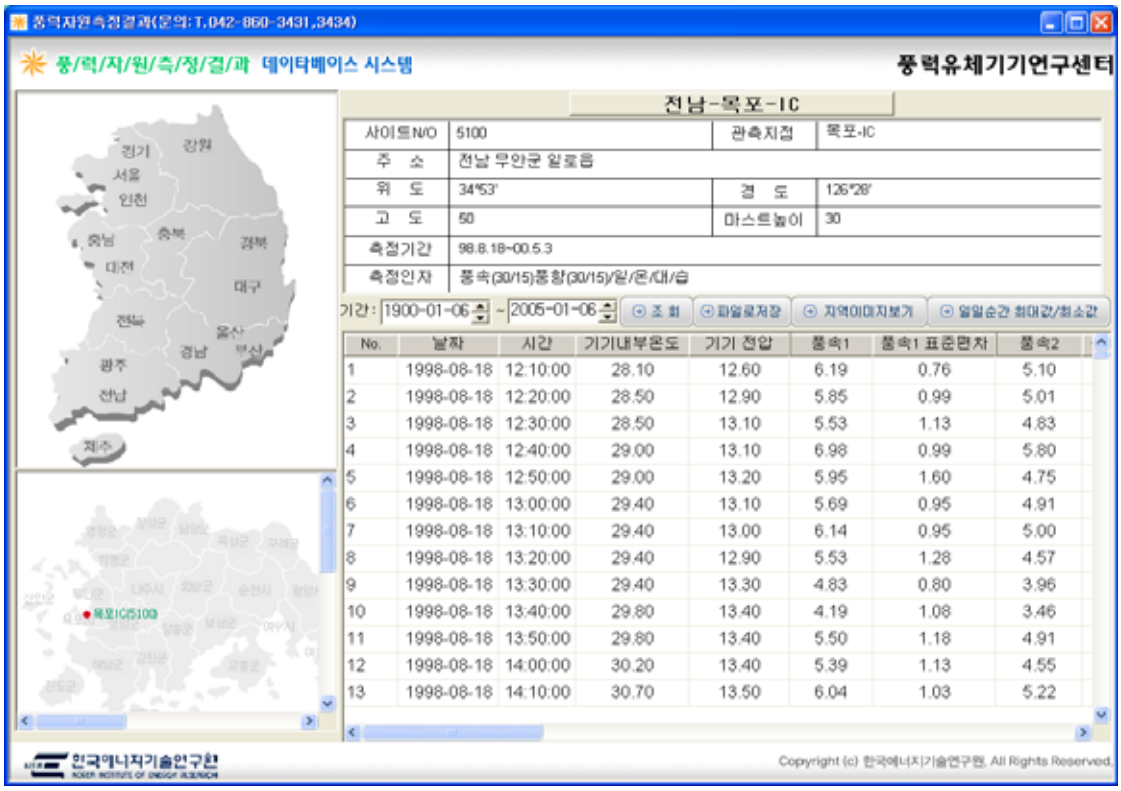
<표 Ⅳ-14> 주요 국가의 도서지역 신 · 재생에너지 보급현황

국가	도서명	인구(명)	면적 (km^2)	생산비중		설비비중		구성설비
미국	Santa Rosa Island		212			55%	'96	풍력, PV
하와이	Kauai	55,983	1,430	26%	95	38%	97	수력, 바이오매스
	Oahu	870,761	1,554	6%	95	5%	97	수력, 바이오매스
영국	Fair Isle	70	6	80%	97			풍력
	Mauritius	1,127,068	1,860	20%	96			수력, 바이오매스
독일	Pellworm	1,000	37	60%	98			풍력, PV
프랑스	La Desirade	1,500	20	80%	97	36%	97	풍력
	Reunion	600,000	2,512	63%	96			수력, 바이오매스
	Marie Galante	260,000	794	33%	97			풍력
덴마크	Faroe Island	48,871	1,399	42%	97	37%	97	수력
	Moen	11,500	217	15%	96			풍력, 바이오매스
	Aeroe	7,600	90	12%	96			태양, 풍력, 바이오매스
	Bohnholm	45,000	587	7.3%	97			풍력, 바이오매스
	Samsoe	4,400	114	5%	96			풍력, 바이오매스
호주	King Island	1,800	1,250	18%	98			수력, 바이오매스
	Thursday Island	4,000	4	10%	98	7.2%	98	풍력
	Coconut Island	200	0.5	5%	97	23%	97	풍력, PV
	Flinders Island	1,350	950	5.7%	97	4.5%	97	풍력, PV
포르투칼	Flores	4,316	143	40%	96			수력
	Sao Jorge	10,216	246	9.6%	96			풍력
	Graciosa	5,190	61	8.7%	96			풍력

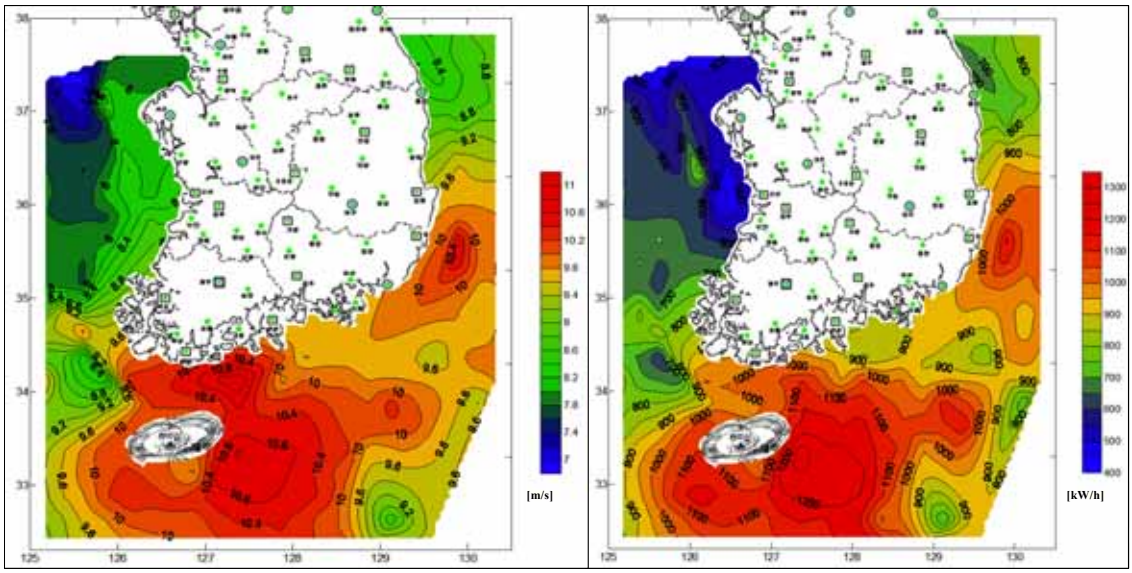
3. 도서지역 Hybrid system의 경제성 분석방법 및 후보 도서지역 선정

도서지역 Hybrid system의 신·재생에너지 경제성 분석이 가능한 프로그램 중 Homer, Vipor는 각각 미국의 신·재생에너지 전문 기관에서 개발한 신·재생에너지에 특화된 경제성 평가 프로그램이다. 이들 프로그램은 원거리에 존재하는 도서지역에 송전선로의 손실을 배제하기 위해 풍력, 태양광 등을 채택하여 도서지역에서 단독으로 운영되는 hybrid power system의 최적 설계 및 운영을 위한 simulation 프로그램(optimization model for distributed power)이다.

다음은 도서지역 Hybrid system의 경제성 분석방법을 적용해 볼 수 있는 후보 도서지역을 선정하는데 도움이 될 수 있는 자료들이다.



[그림 Ⅳ-2] 풍력 데이터베이스 시스템



[그림 Ⅳ-3] 남한해역 평균풍속 분포와 풍력에너지 밀도분포

자료 : 경남호(2004).

<표 Ⅳ-15> 해상풍력발전 시범단지 후보지

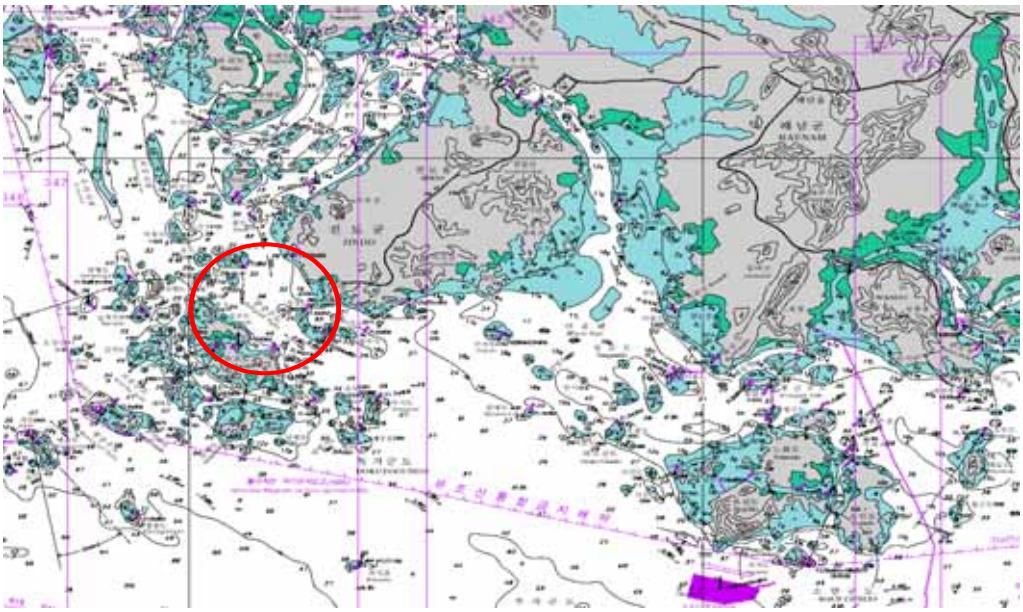
후보지	특징
제주도 한림 신창 (월령리)	- 풍력 자원 우수, 파랑(8.8m) 강함 - 전력선, 장비 및 운영 인력 등 Infra 최우수 - 20m이내 저 수심 지역 다소 협소
제주도 김녕 성산 (행원리)	- 풍력 자원 최우수, 파랑(6.0m) 적은 편 - 전력선, 운영 인력 가용 - 20m이내 저 수심 지역 협소
전남 진도 하조도 사이	- 풍력 자원 우수, 파랑(8.0m) 강한 편 - 전력선, 장비 및 운영 인력 등 Infra 전무 - 20m이내 저 수심 지역이 주변에 산재하여 대단위 단지 가능성

자료 : 경남호(2004).

◦ 현재 확보 자료의 예

- 한국에너지기술연구소 : 전남 무안군 일로읍(위치: 34, 53′), 1998.8.18~2000.5.3

- 10분대별 풍향, 풍속, 일사량, 대기압, 온도, 습도.



[그림 Ⅳ-4] 유망후보지역 - 전남지도부근

자료 : 경남호(2004)

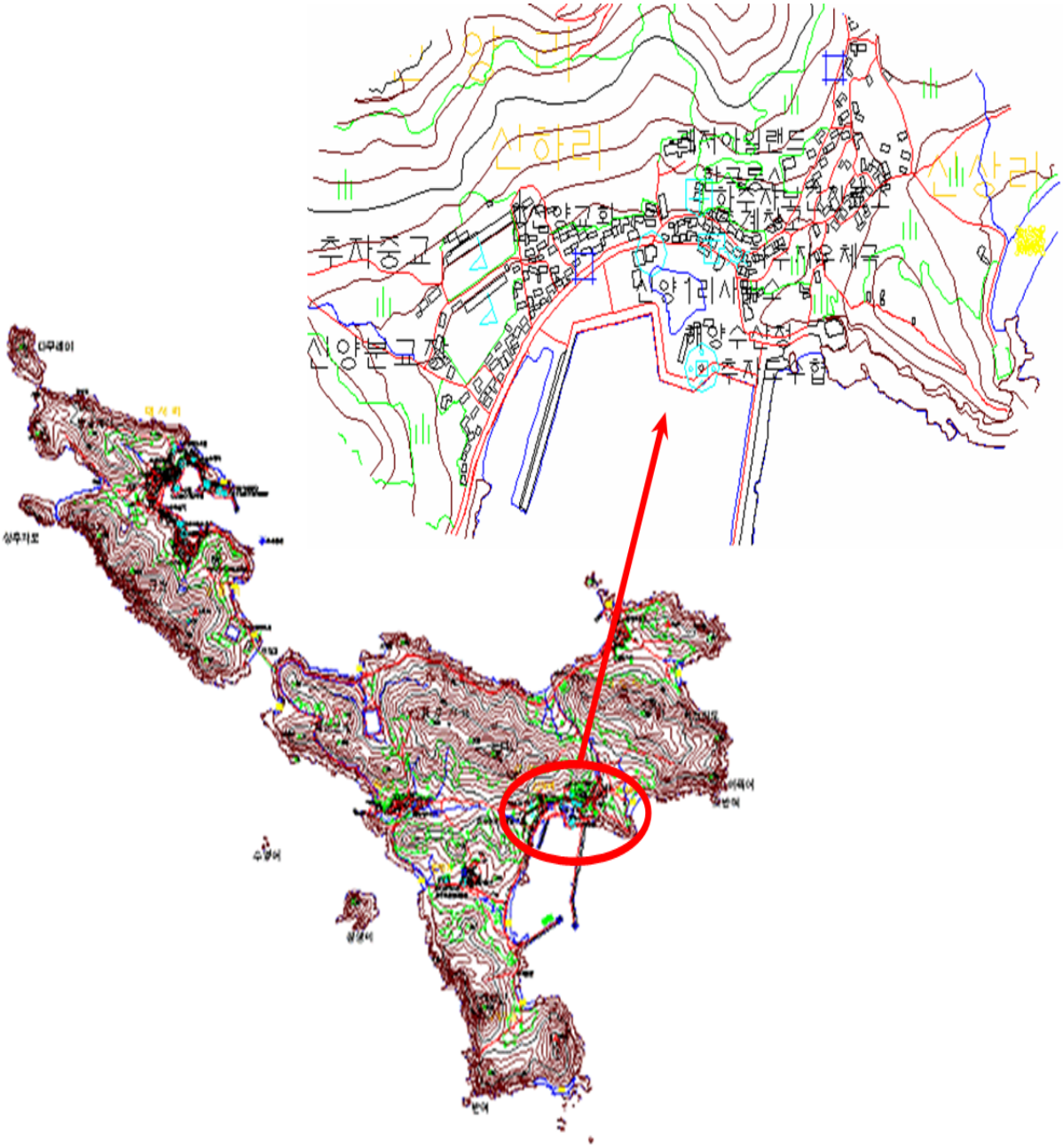
4. Homer를 이용한 추자도 지역 Hybrid power system의 경제성 분석 실제 사례

본 연구에서는 도서지역 Hybrid system의 경제성 분석 도구인 Homer를 이용하여 유망한 후보 도서지역 중 하나인 추자도 지역에 대한 pre-feasibility Test를 시도해 보았다.

4.1. 현재 상황

- 분석 대상 지역 : 추자도 지역(위도 34˚, 경도 126˚)
- 목표 도서 지역의 인구는 공업이나 상업 활동 없이 대부분 어업에 종사하며, 부하량은 일반 가정에서 발생하고 수요 부하량은 100% 공급하는 것으로 가정
- 풍력, 태양에너지 등의 자연에너지원들은 간헐적으로 발생하기 때문에 적정하고 안정적인 전력 공급을 위해서는 신·재생에너지와 디젤 발전기와의 혼합이 필요
- Wind tirbine, PV 어레이, Converter, Battery, 디젤 발전기의 Cost Data는 US 시장

가격을 이용



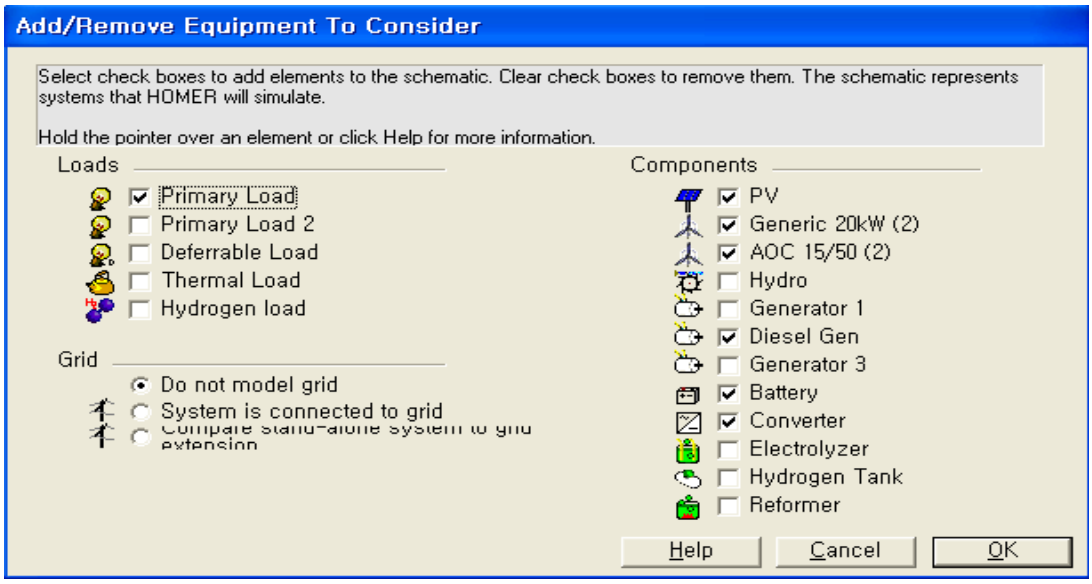
[그림 Ⅳ-5] 추자도의 하추자도

자료: 국토지리정보원(www.ngi.go.kr)

4.2. 입력 화면

4.2.1. 시스템 구성

Main 화면의 Add/Remove를 선택하여 입력하려는 부하의 종류와 시스템의 구성요소를 선택한다. 여기서는 1차 부하, Off-grid, 그리고 시스템의 구성요소로 PV, Wind turbine, 디젤 발전기, 배터리, 컨버터를 적용한다.

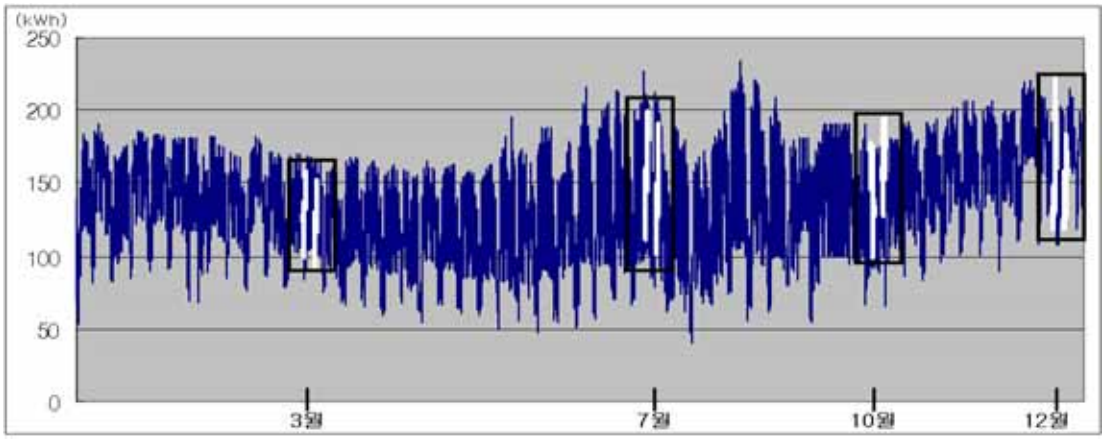


[그림 Ⅳ-6] 시스템 구성 요소 입력

4.2.2. 1차 부하

추자도 전체의 섬에 복합 전력시스템을 보급하기는 불가능하므로 복합 전력시스템 보급이 가능한 지역으로 규모를 축소시켜 추자도의 총 1,470가구 중 하추자도의 해안선에 위치한 250여 가구를 선택하여 부하를 산출하였다. 부하는 대부분 일반 가정에서 발생하는 것으로 가정하였다. Homer에서는 월별 평균 부하량이나 또는 1년의 시간별 데이터인 8,760개의 부하 자료가 요구되는데 현재 보유하고 있는 자료는 거문도의 1년 중 각 계절별 주중, 주말

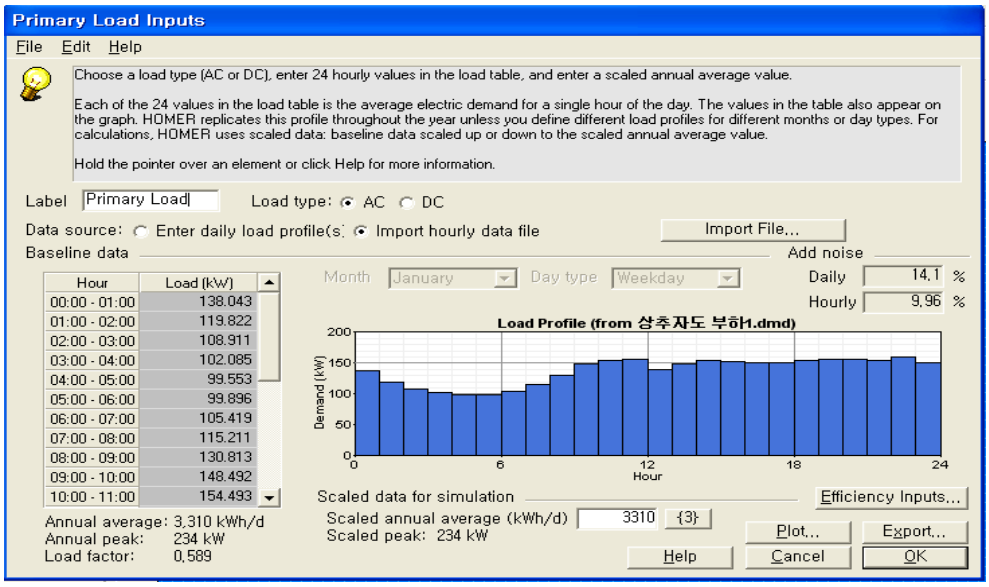
의 8일 데이터뿐이기 때문에 월별 평균 부하량이나 8,760개의 시간별 부하 자료를 얻는 데는 한계가 있었다. 따라서 추자도의 8,760개의 부하량 추정을 위해 최근 우리나라 전국의 시간대별 수요패턴과 추자도의 부하 패턴을 비교해 본 결과 두 가지 경우가 비슷한 형태를 나타내고 있는 것을 확인할 수 있었다. 따라서 전국의 수요량을 정규화하여 추자도의 실측 자료를 기반으로 250개 가구에 해당하는 추자도의 시간별 부하량을 추정하였다. [그림 Ⅳ-7]은 추자도의 주중, 주말의 8일 시간별 부하량과 전국의 수요량을 정규화하여 추정한 하추자도의 시간별 부하자료를 비교한 것이다. 추자도의 연간 최대부하는 7월, 9월, 12월에 발생하는 등 하절기에 집중되지 않으며 8,760개의 데이터를 Homer에 입력하면 연간 평균 부하량은 137.9kWh, 최대치는 234kWh, Load factor[27]는 0.589라고 분석되었다.



[그림 Ⅳ-7] 추자도 실측 부하패턴과 추정된 하추자도의 시간별 부하 비교

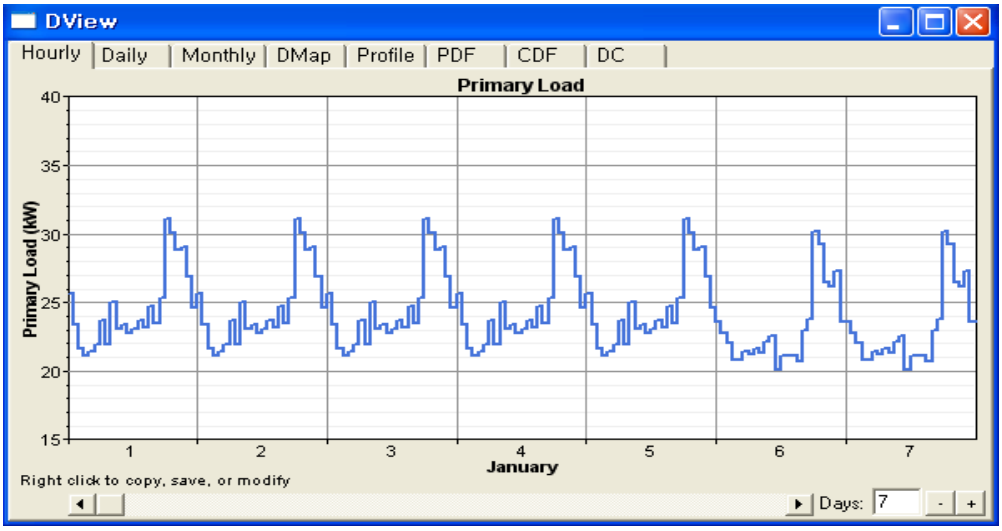
주: 박스 안의 그래프는 고도의 실측 부하패턴이며, 박스 밖의 그래프는 추정된 고도의 시간별 부하.

27) 평균부하를 최대 부하로 나눈 값임. 즉, $0.589 = \frac{137.9kWh}{234kWh}$.

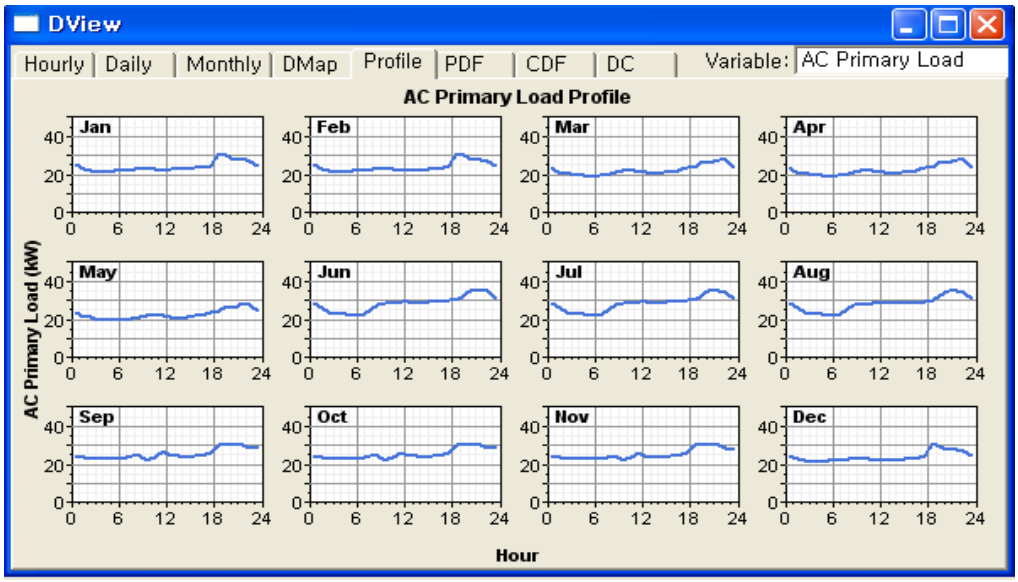


[그림 Ⅳ-8] 1차 부하 입력화면

1차 부하 화면에서 Plot을 Click 하면 [그림 Ⅳ-9]와 같은 시간별 부하분포 그래프와 [그림 Ⅶ-10]의 월별 부하분포 그래프 등 다양한 형태의 그래프를 확인할 수 있다.



[그림 Ⅳ-9] 시간별 부하분포



[그림 Ⅳ-10] 월별 부하분포

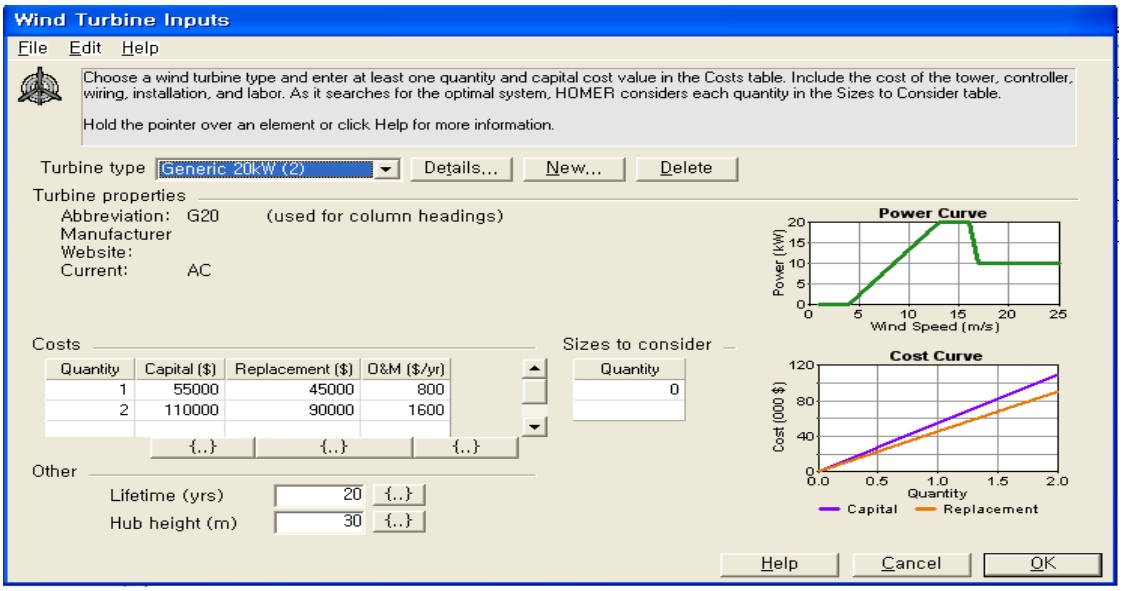
4.2.3. 시스템 구성요소

◦ Wind turbine

Wind turbine은 Generic 20kW (2)와 AOC 15/50 (2)을 선택하였으며 초기투자비, 교체비, 유지보수비 등의 Cost data는 US 시장 가격을 사용하였다. 화면에서 Turbine type을 선택하면 이 Turbine의 특징인 풍속에 따른 Power curve와 수량에 따른 Cost curve를 확인할 수 있다.

◦ Generic 20kW (2)

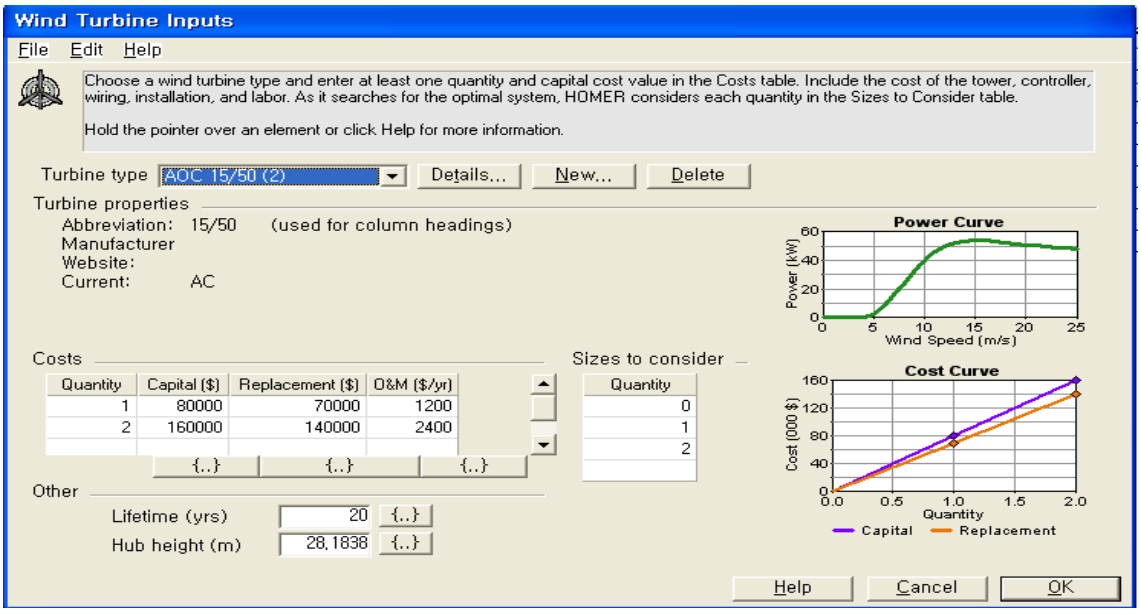
- 용량(kW) : 20kW
- 초기 투자비($) : 55,000$
- 교체비($) : 45,000$
- 유지 보수비($/hr) : 800$/yr
- 운전 기간(yr) : 20년
- 터빈 축의 높이(m) : 30m



[그림 Ⅳ-11] Turbine : Generic 20kW 입력

◦ AOC 15/50 (2)

- 용량(kW) : 50kW
- 초기 투자비($) : 80,000$
- 교체비($) : 70,000$
- 유지 보수비($/hr) : 1200$/yr
- 운전 기간(yr) : 20년
- 터빈 축의 높이(m) : 28.1838m

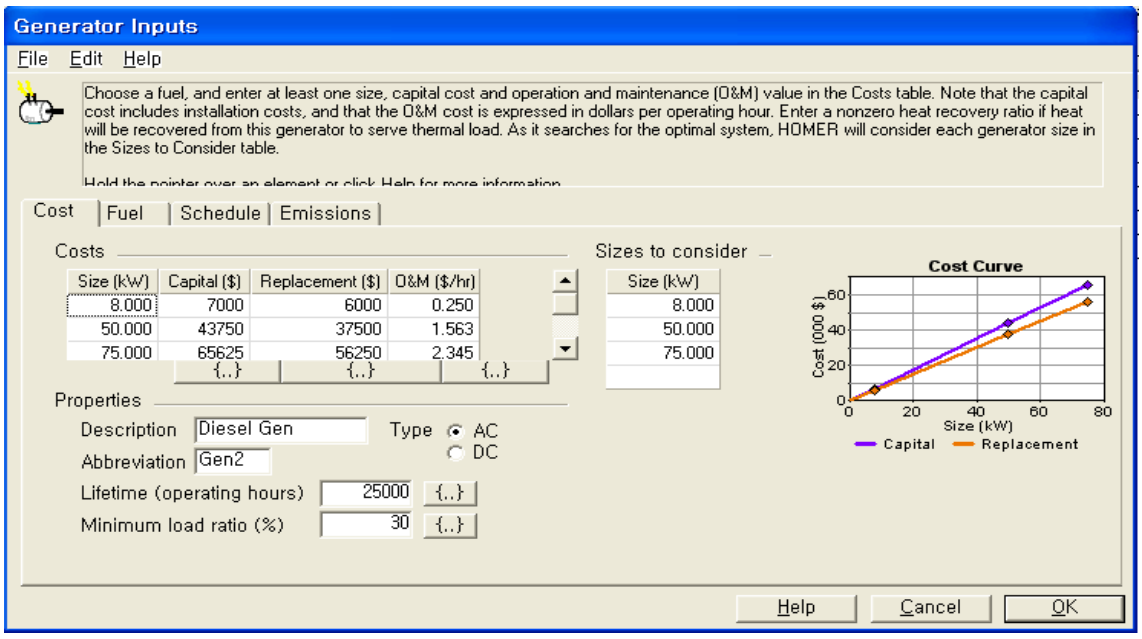


[그림 Ⅳ-12] Turbine : AOC 15/50 (2) 입력

◦ 디젤 발전기

초기투자비, 교체비, 유지보수비 등의 Cost data는 US 시장 가격을 사용하였고 Fuel은 디젤을 선택하였으며 최적의 용량을 구하기 위해 용량 Size는 8, 50, 75kW를 적용

- 용량(kW) : 8kW
- 초기 투자비($) : 7,000$
- 교체비($) : 6,000$
- 유지 보수비($/hr) : 0.250$/yr
- 운전 시간(hr) : 25000yr

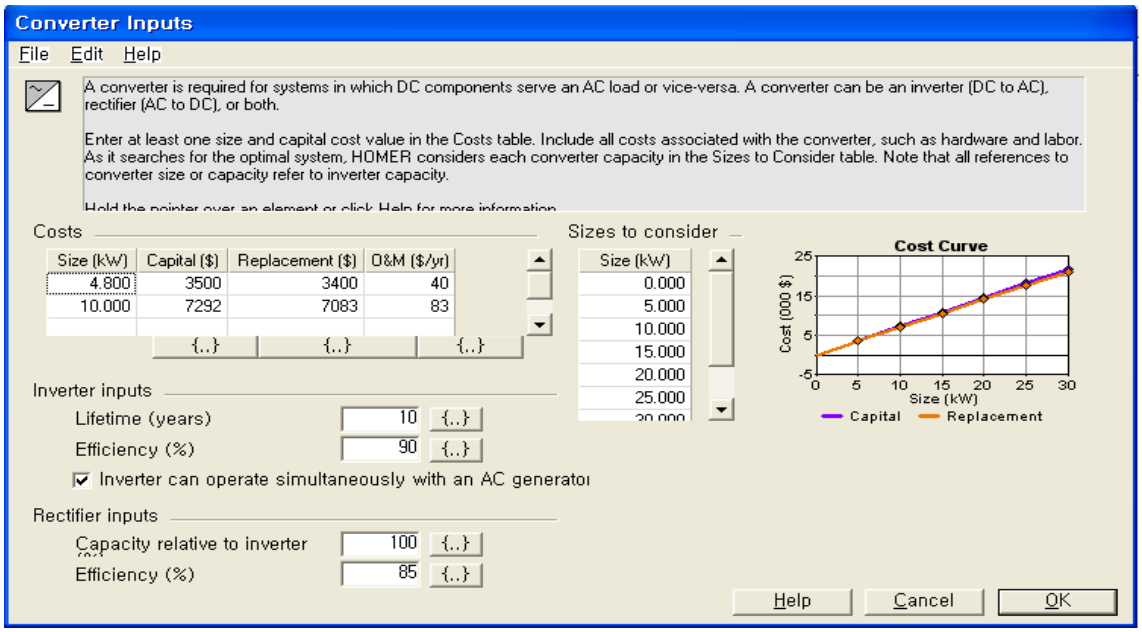


[그림 Ⅳ-13] 발전기 입력

◦ Converter

초기투자비, 교체비, 유지보수비 등의 Cost data는 US 시장 가격을 사용하였으며 최적의 용량을 구하기 위해 용량 Size는 5, 10, 15, 20, 25, 30kW를 적용

- 용량(kW) : 4.8kW
- 초기 투자비($) : 3,500$
- 교체비($) : 3,400$
- 유지 보수비($/hr) : 40$/yr
- 운전 기간(yr) : 10년
- 인버터 효율(%) : 90%

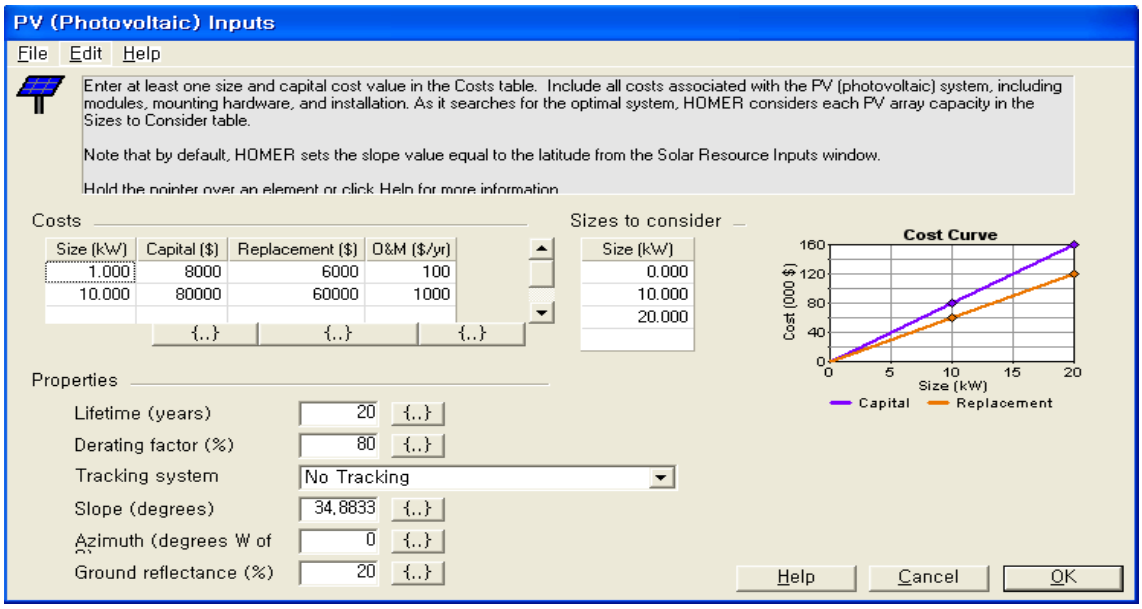


[그림 Ⅳ-14] Converter 입력

◦ PV 어레이

초기투자비, 교체비, 유지보수비 등의 Cost data는 US 시장 가격을 사용하였으며, 최적의 용량을 구하기 위해 용량 Size는 10, 20kW를 적용함

- 용량(kW) : 1kW
- 초기 투자비($) : 8,000$
- 교체비($) : 6,000$
- 유지 보수비($/hr) : 100$/yr
- 운전 기간(yr) : 20년
- 기울기 : 33.8833
- 반사율 : 20%



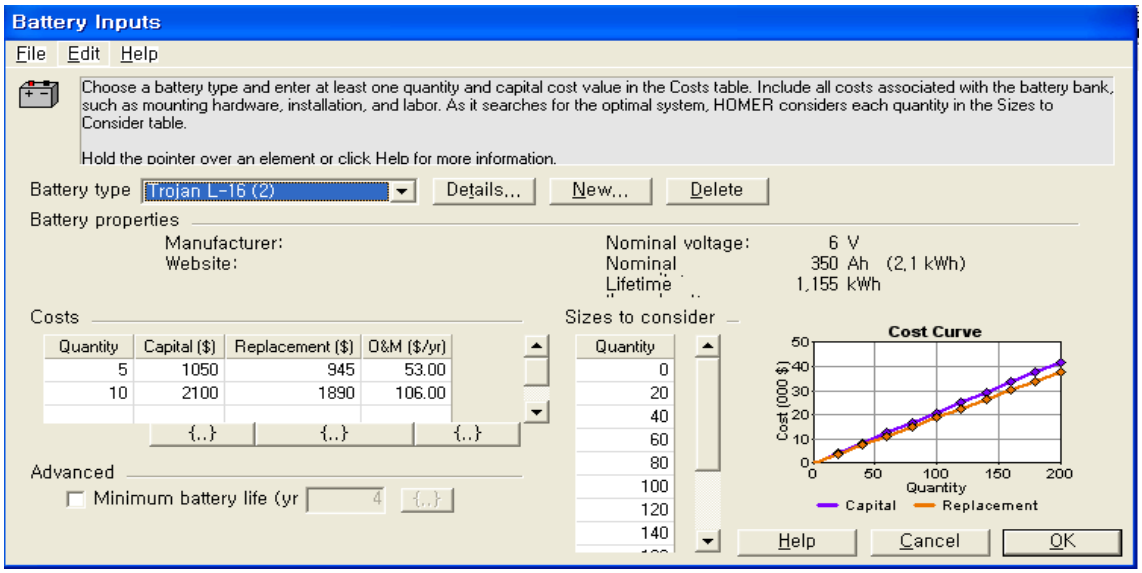
[그림 Ⅳ-15] PV 어레이 입력

◦ 배터리

배터리 Type은 Trojan L-16 (2)이며 초기투자비, 교체비, 유지보수비 등의 Cost data는 US 시장 가격을 사용함.

- Trojan L-16 (2)

  - 용량(kW) : 5kW
  - 초기 투자비($) : 1,050$
  - 교체비($) : 945$
  - 유지 보수비($/hr) : 53$/hr



[그림 Ⅳ-16] 배터리 입력

4.2.4. 에너지원

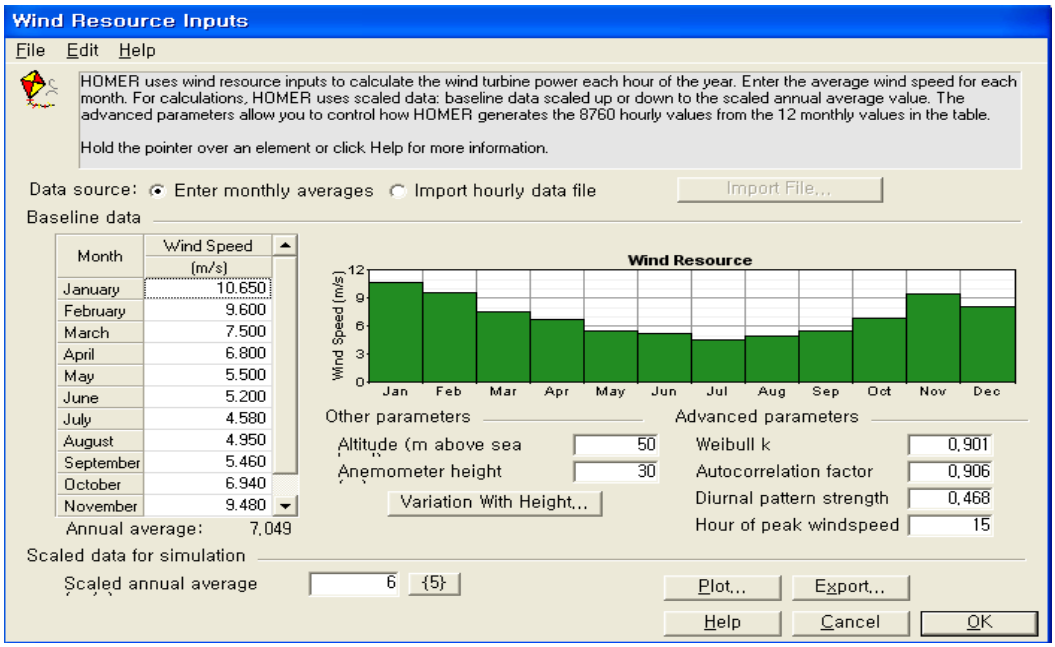
◦ 풍력 에너지원

- 월별 평균 풍속을 Homer에 입력하면 8,760hr 의 시간별 풍속 Data 값을 종합적으로 나타낸다.
- 8,760hr의 시간별 풍속 데이터 파일을 입력한다.
- 추자도 지역의 실제 풍속 Data 값 입력

<표 Ⅳ-16> 추자도 월별 평균 풍속

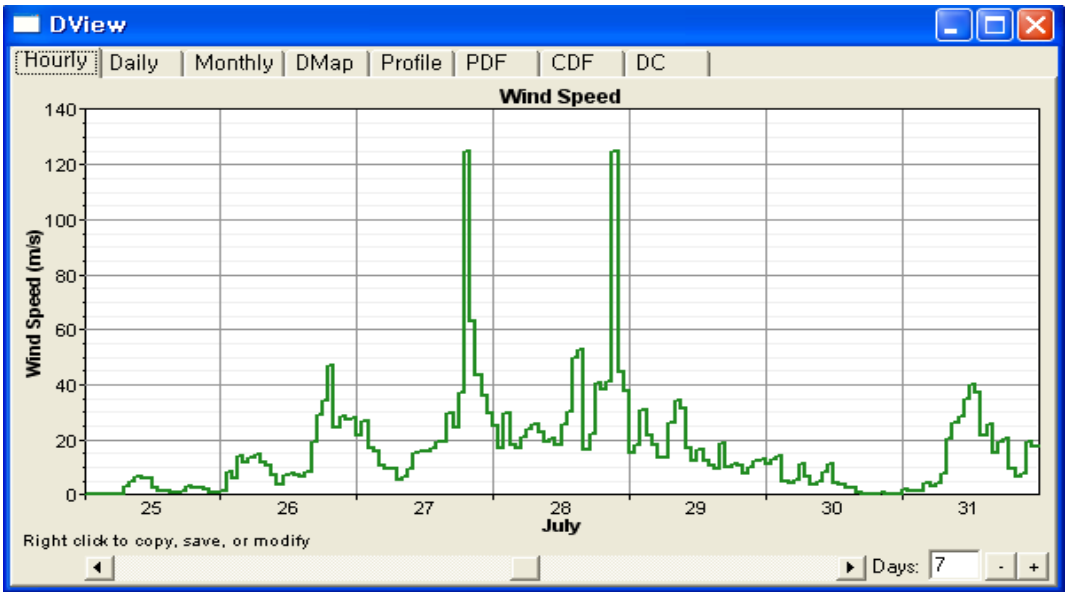
월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
풍속 (m/s)	10.65	9.6	7.5	6.8	5.5	5.2	4.58	4.95	5.46	6.94	9.48	8.14

자료: 에너지기술연구원의 '풍력자원측정결과'.



[그림 Ⅳ-17] 월별 풍속 DATA 입력

[그림 Ⅳ-17]의 화면에서 Plot을 Click 하면 [그림 Ⅳ-18]과 같은 시간별 풍속 분포 그래프를 확인할 수 있다.



[그림 Ⅳ-18] 시간별 풍속분포

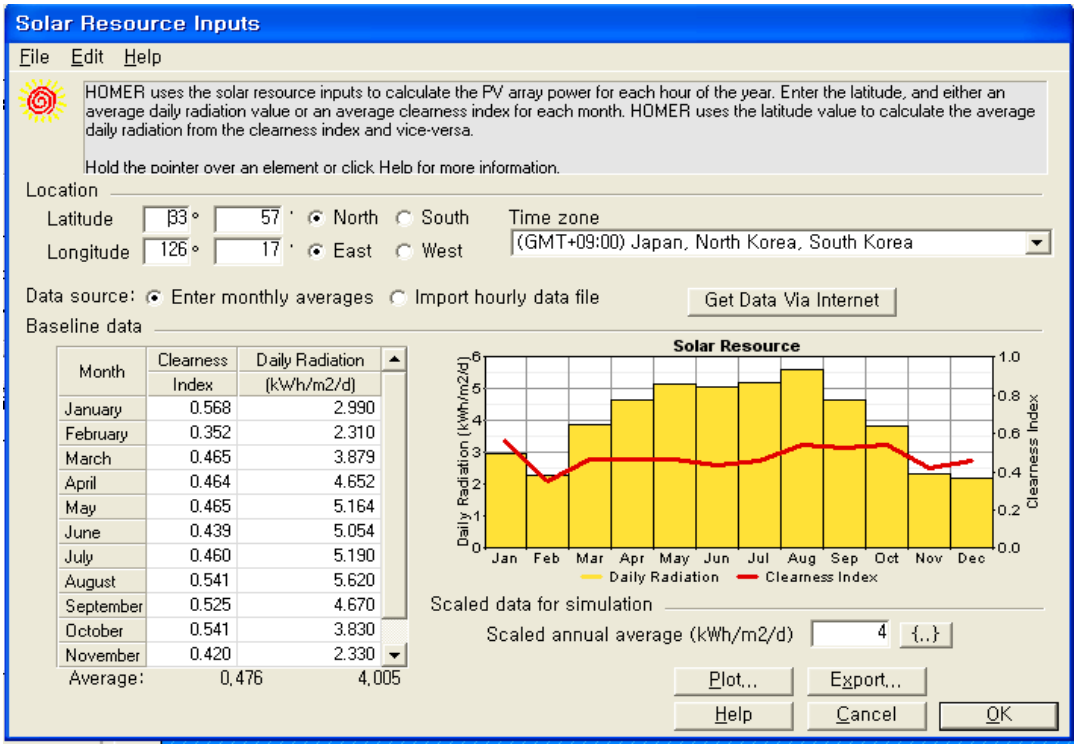
◦ 태양 에너지원

- 월별 평균 일사량을 Homer에 입력하면 8,760hr 의 시간별 풍속 Data 값이 나타난다.
- 8,760hr의 시간별 일사량 데이터 파일을 입력한다.

<표 Ⅳ-17> 월별 평균 일사량

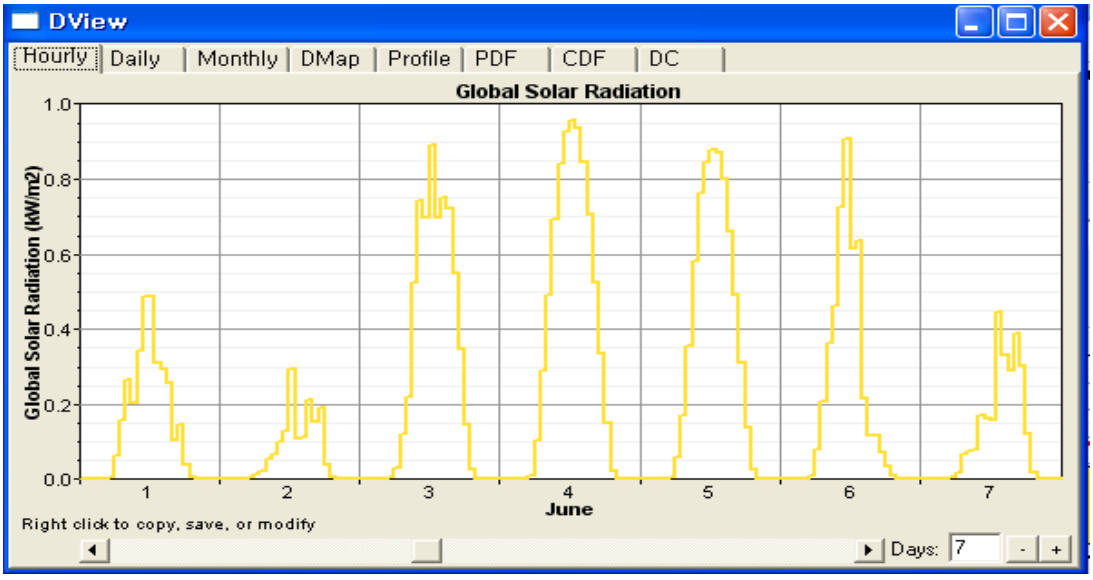
월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
일사량 (kWh/m^2/day)	2.990	2.310	3.879	4.652	5.164	5.054	5.190	5.620	4.670	3.830	2.330	2.225
청명도	0.568	0.352	0.465	0.464	0.465	0.439	0.460	0.541	0.525	0.541	0.420	0.458

자료 : 에너지기술연구원의 '풍력자원측정결과'



[그림 Ⅳ-19] 월별 일사량 DATA 입력

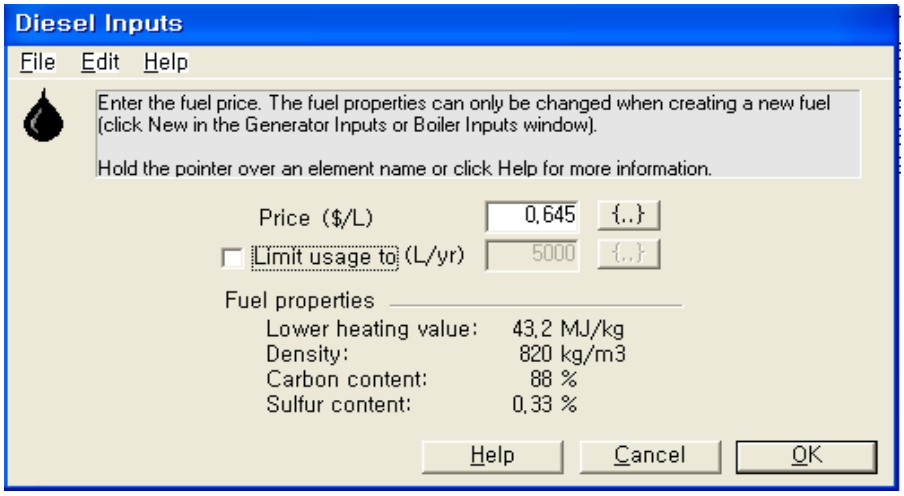
[그림 Ⅳ-19]의 화면에서 Plot을 Click하면 [그림 Ⅳ-20]과 같은 시간별 일사량 분포 그래프를 확인할 수 있다.



[그림 Ⅳ-20] 시간별 일사량 분포

◦ 디젤가격 입력

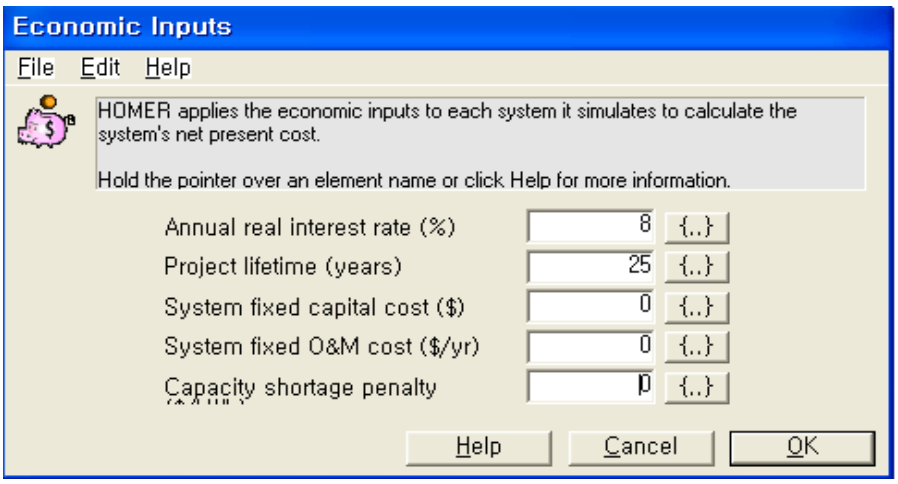
- 실제 도서지역의 디젤 연료 가격인 645원/L을 환율 1,000원/$로 환산하여 0.645$/L 적용.



[그림 Ⅳ-21] 디젤 가격 입력

4.2.5. 경제관련 입력변수(Economic Inputs)

- 연간 이자율 : 8%
- 운전 기간 : 25년



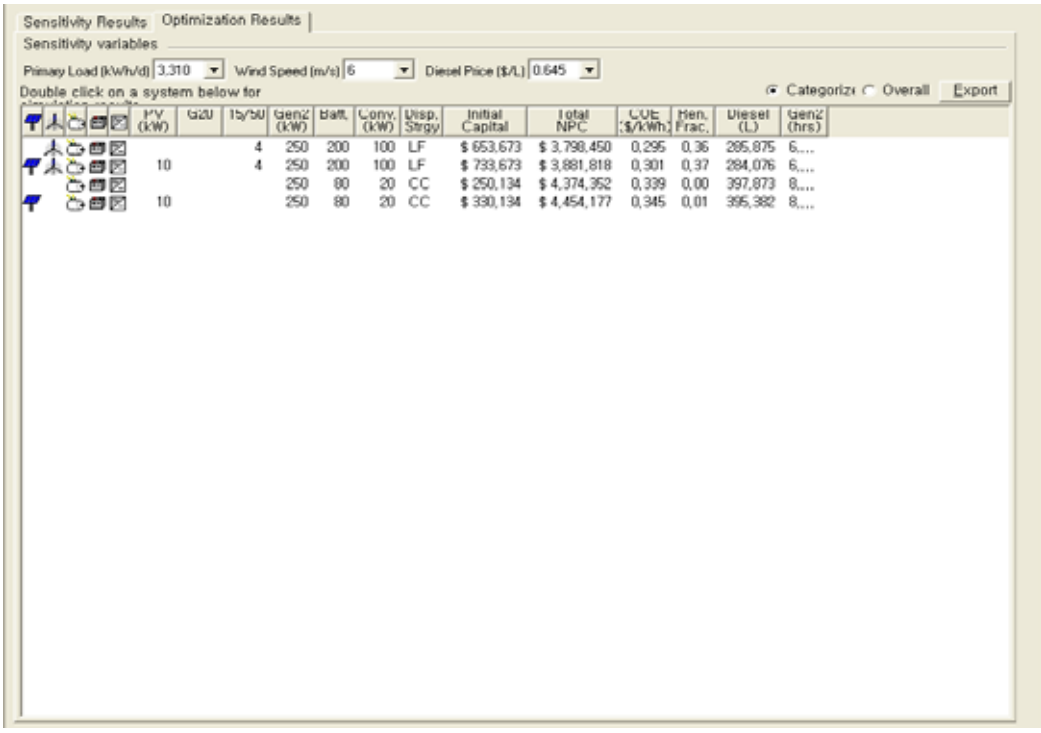
[그림 Ⅳ-22] Economic 입력

시스템 구성요소들의 cost 정보, 에너지원 DATA, 부하 DATA를 입력한 후 시스템을 simulation한다.

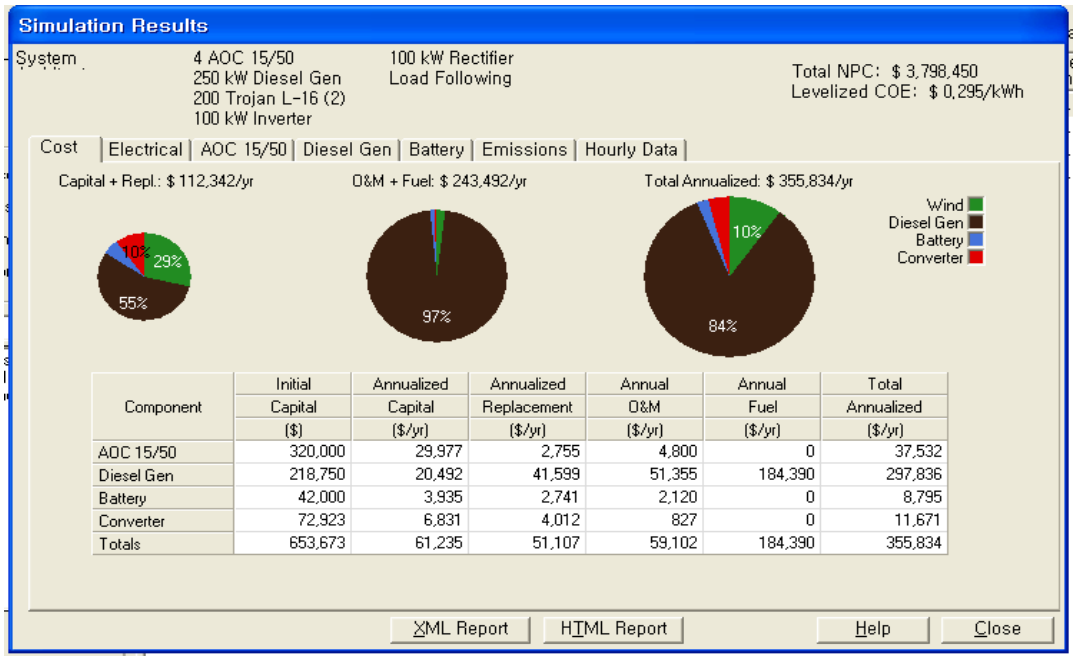
4.3. Simulation 결과

Calculate를 클릭 하여 Simulation을 한 후 결과 창의 Optimization Results를 살펴보면 [그림 Ⅳ-23]과 같다. 이 리스트들은 총 순 현재 비용(Total net present cost)이 증가하는 순으로 나열된 값들로 이 결과들 중 총 순 현재 비용(Total net present cost)이 가장 작은 최적 설계를 선택한다.

총 순 현재 비용(Total net present cost)이 가장 작은 첫 번째 행을 클릭하면 [그림 Ⅳ-24]과 같은 Simulation의 상세 결과를 볼 수 있다.



[그림 Ⅳ-23] Optimization Results



Component	Initial Capital ($)	Annualized Capital ($/yr)	Annualized Replacement ($/yr)	Annual O&M ($/yr)	Annual Fuel ($/yr)	Total Annualized ($/yr)
AOC 15/50	320,000	29,977	2,755	4,800	0	37,532
Diesel Gen	218,750	20,492	41,599	51,355	184,390	297,836
Battery	42,000	3,935	2,741	2,120	0	8,795
Converter	72,923	6,831	4,012	827	0	11,671
Totals	653,673	61,235	51,107	59,102	184,390	355,834

[그림 Ⅳ-24] Simulation Results

<표 Ⅳ-18>은 Homer를 통하여 구한 기존의 디젤발전기를 사용했을 경우와 복합전력시스템을 보급했을 경우의 분석결과를 나타낸 것이다. 디젤발전기를 사용한 결과와 복합전력시스템으로 구성되어 있는 분석결과 < Ⅰ >, <Ⅱ>의 차이점을 평가하기 위해서는 NPC, LCOE, 디젤 소비량, 이산화탄소 배출량 등을 비교해보아야 한다.

<표 Ⅳ-18> 디젤발전시스템과 복합 전력 시스템의 비교

	시스템 구성	설치 비용 ($)	NPC($)	LCOE ($/kWh)	신재생 (%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2 방출량 (톤/년)	CO_2 감소량 (톤/년)
디젤 발전기만 운영할 경우	250kW Gen	218,750	4,314,437	0.335	0.0	397,873	1,047	
분석 결과 < Ⅰ >	5AOC 15/50 + 250kW Gen + 200 Batt + 100kW Conv	733,673	3,580,359	0.278	49.0	255,869	673	374
분석 결과 <Ⅱ>	10kW PV + 5AOC 15/50 + 250kW Gen + 600 Batt + 150kW Conv	934,134	3,661,627	0.284	52.0	225,214	593	454

주: 10kW PV : 10kW 용량의 태양광 모듈
250kW Gen : 250kW 용량의 디젤발전기
5 AOC 15/50 : 50kW 용량의 풍력 터빈 5기
200 Batt : 200kW 용량의 배터리
100kW Conv : 100kW 용량의 인버터

분석결과 < Ⅰ >은 최소 비용의 복합전력시스템으로 발전 설비에 풍력 터빈이 포함되어 신 · 재생에너지의 비율을 0%에서 49%까지 증가시키고 있다. 이것은 디젤발전기만 사용하였을 경우보다 풍력 터빈 설비 등을 추가시켜 초기설치비용은 높지만 디젤발전기의 운전

시간을 풍력 터빈으로 교체함에 따라 디젤 소비량을 397,873ℓ/년에서 255,869ℓ/년으로 절감하는 것을 가능하게 하였다. 그로 인하여 LCOE를 $0.335/kWh에서 $0.278/kWh까지 감소시켰으며, 디젤 소비량을 크게 줄임으로써 CO_2 배출량 역시 연간 1,047톤에서 673톤까지 적게 배출한다고 분석되었다.

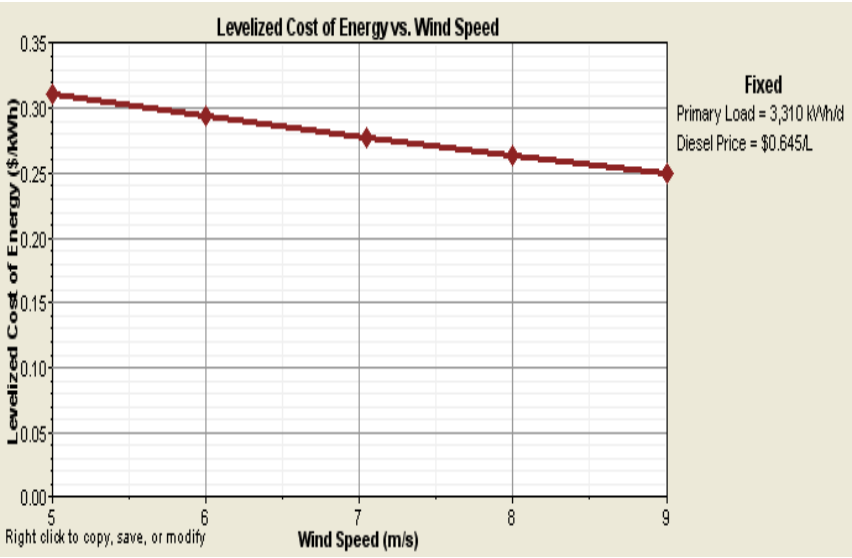
분석결과 <Ⅱ>는 NPC가 두 번째로 적게 드는 발전 설비들의 조합을 나타낸 것이다. 이 경우 PV 모듈을 첨가시킴으로써 분석결과 < I >의 시스템 구성보다 설치비용이나 LCOE는 높지만 신・재생에너지의 비율을 52%까지 증가시켜 디젤 소비량을 225,214ℓ/년으로 절감시키며 CO_2를 연간 454톤까지 적게 배출할 수 있는 것으로 분석된다. 즉, LCOE가 $0.278/kWh로 큰 차이가 없으므로 LCOE의 감소보다 CO_2 배출량 감소에 더 목적을 두고 있다면 시스템 설계 시에 PV 모듈이 포함되어 있는 이 시스템 조합도 고려해 보는 것이 가능하다고 생각된다.

풍속에 의해 변하는 풍력에너지가 NPC와 LCOE 등에 미치는 영향과 최근 고유가에 의한 디젤 가격 상승에 대한 영향을 찾기 위해서 민감도 분석의 변수로 연간 평균 풍속과 디젤 연료 가격을 적용하였다. <표 Ⅳ-19>는 실제 다른 변수들은 고정시키고 연간 평균 풍속 7.05m/s를 기준으로 5m/s~9m/s의 풍속의 변화에 따른 민감도 분석에 대한 설치비용과 NPC, LCOE, 신·재생에너지의 비율을 나타낸 것이며 [그림 Ⅳ-25]는 Homer에서 민감도 분석 결과에서의 풍속에 대한 LCOE의 변화를 그래프로 나타낸 것이다. 풍속이 커짐에 따라 디젤 발전기의 운전 시간이 줄어들어 신・재생에너지의 비율이 증가하고 LCOE가 감소하였음을 알 수 있다. 즉, 풍속이 증가할수록 디젤발전기를 대체할 수 있는 풍력에너지의 비율이 증가하여 발전단가를 감소시키고 CO_2 배출을 줄여주는 것을 확인할 수 있다.

<표 Ⅳ-19> 풍속에 의한 민감도 분석

풍속 (m/sec)	설치비용 ($)	NPC($)	LCOE ($/kWh)	신재생 비율(%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2 방출량 (톤/년)
5	653,673	4,012,678	0.311	29	307,007	808
6	653,673	3,798,450	0.295	36	285,875	753
7.05*	733,673	3,580,359	0.278	49	255,869	674
8	833,134	3,398,583	0.264	56	212,784	560
9	854,134	3,232,087	0.251	61	191,848	505

*주 : 추자도의 평균 풍속으로 분석의 기준 시나리오로 이용됨.



[그림 Ⅳ-25] 풍속이 LCOE에 주는 영향

주: Homer의 Sensitivity Results의 일부분.

<표 Ⅳ-20>은 디젤가격에 따른 민감도 분석의 결과를 나타낸 것으로 복합전력시스템과 디젤발전기만 운영하였을 경우의 디젤가격에 대한 민감도 분석을 비교하였다. 최근 고유가가 지속되고 있는 상황으로 볼 때 디젤 연료의 가격 역시 기준 시나리오인 $0.645/ℓ(2001년)보다 상승할 것을 고려하여 민감도 분석 시 연료 가격을 645원/ℓ($0.645/ℓ)에서 1000

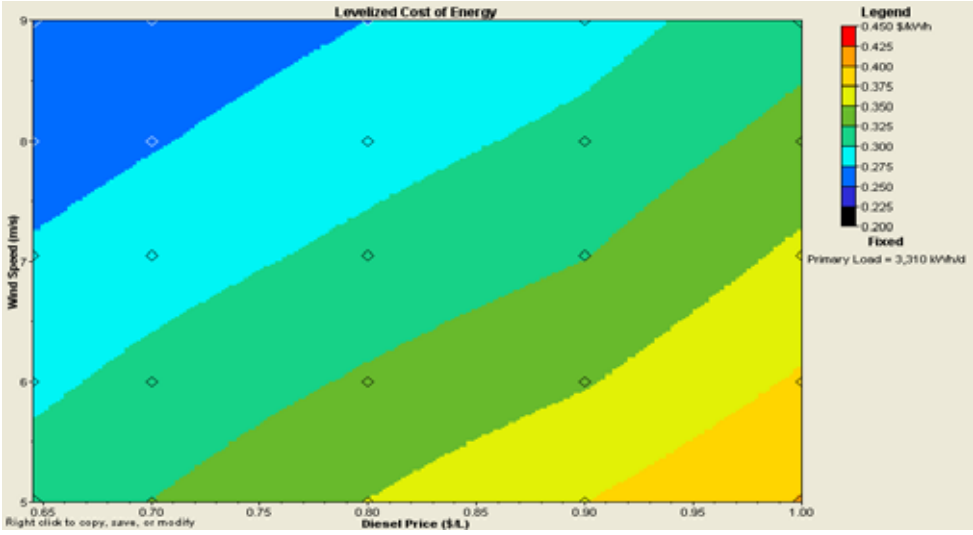
원/ℓ($1.00/ℓ)으로 확장하여 시뮬레이션 하였다. 분석결과 < I >의 민감도 분석과 디젤발전기만 운영할 경우의 민감도 분석을 살펴보면 두 가지 모두 디젤 가격의 상승에 따라 LCOE가 증가하지만 같은 디젤가격의 조건에서 디젤발전기만 운영할 때 LCOE가 더 높은 값으로 나타나는 것을 확인할 수 있다. 즉, 디젤가격이 상승할 경우에도 디젤발전기만으로 운영하는 것보다는 복합전력시스템을 보급하는 것이 경제적 측면이나 환경적 측면에서 더 유리할 것으로 보인다.

<표 Ⅳ-20> 디젤 가격에 의한 민감도 분석

	디젤 가격 ($/ℓ)	설치비용 ($)	NPC($)	LCOE ($/kWh)	신재생 (%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2방출량 (톤/년)
분석결과 < Ⅰ >의 민감도 분석	0.645*	733,673	3,580,359	0.278	49	255,869	673.78
	0.7	833,134	3,718,361	0.288	51	231,271	609.01
	0.8	976,134	3,952,847	0.306	57	211,498	556.94
	0.9	976,134	4,178,616	0.324	57	211,498	556.94
	1.0	813,673	4,576,496	0.355	53	251,788	663,04
디젤 발전기만 운영할 경우의 민감도 분석	0.645*	218,750	4,314,437	0.335	0	397,873	1047.73
	0.7	218,750	4,548,034	0.353	0	397,873	1047.73
	0.8	218,750	4,972,755	0.386	0	397,873	1047.73
	0.9	218,750	5,397,476	0.419	0	397,873	1047.73
	1.0	218,750	5,822,197	0.451	0	397,873	1047.73

*주 : 본 연구에서 디젤가격의 기준 시나리오로 사용됨.

[그림 Ⅳ-26]은 민감도 분석 변수인 풍속과 디젤 가격에 따른 LCOE를 나타낸 것으로 예를 들어 디젤이 $0.7/ℓ이고, 풍속이 7m/s라면 LCOE가 $0.28/kWh 정도가 된다.



[그림 Ⅳ-26] 풍속과 디젤가격에 대한 LCOE

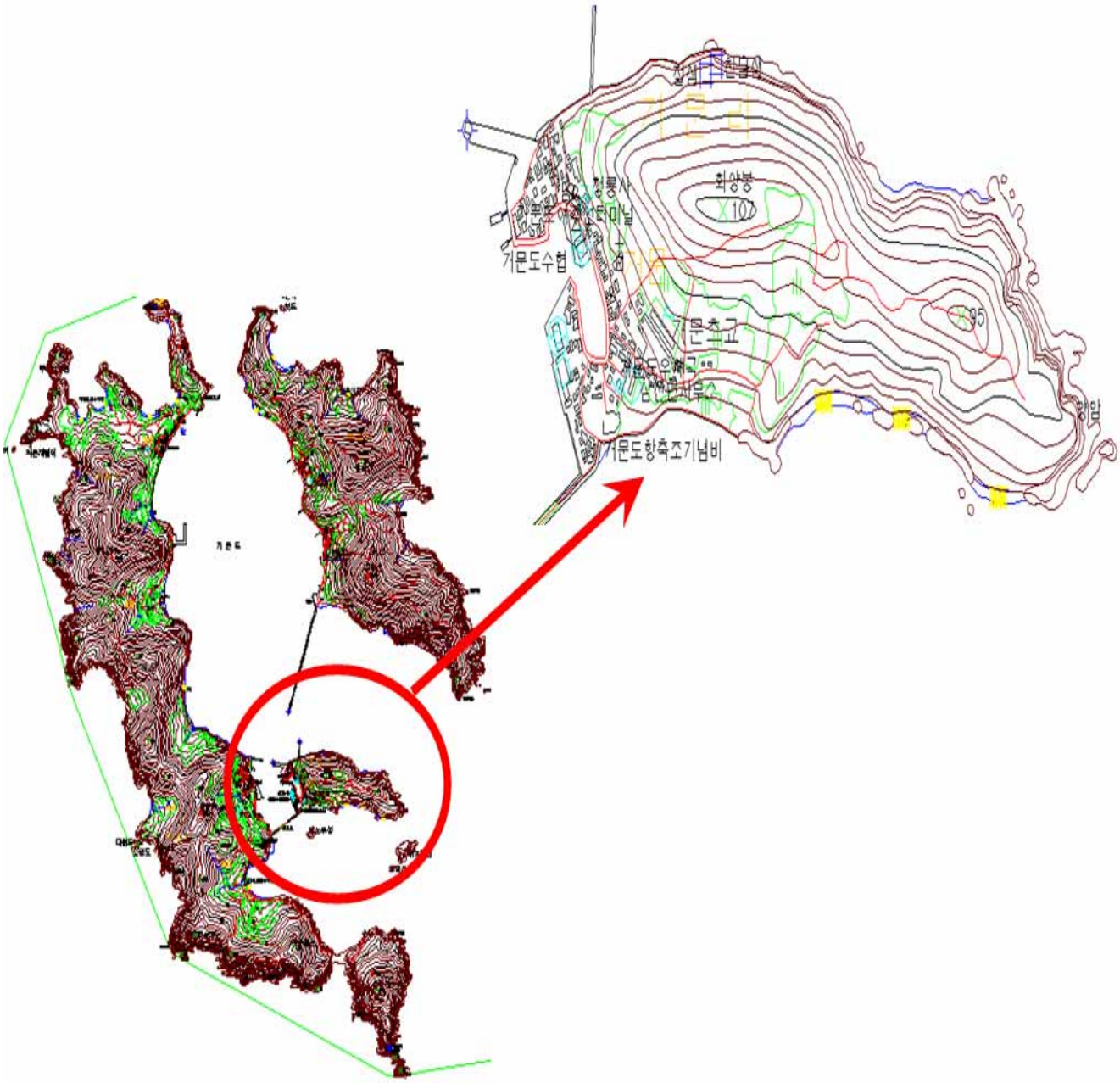
주: Homer의 Sensitivity Results의 일부분.

5. Homer를 이용한 거문도 지역 Hybrid power system의 경제성 분석 실제 사례

도서지역 Hybrid system의 경제성 분석 도구인 Homer를 이용하여 유망한 후보 도서지역중 하나인 거문도 지역에 대한 pre-feasibility Test를 시도하였다.

5.1. 현재 상황

- 분석 대상 지역 : 거문도 지역 (위도 37˚, 경도 124˚)
- 목표 도서 지역의 인구는 공업이나 상업 활동 없이 대부분 어업에 종사하며, 부하량은 일반 가정에서 발생하고 수요 부하량은 100% 공급하는 것으로 가정
- 풍력, 태양에너지 등의 자연에너지원들은 간헐적으로 발생하기 때문에 적정하고 안정적인 전력 공급을 위해서는 신 · 재생에너지와 디젤 발전기와의 혼합이 필요
- Wind turbine, PV 어레이, Converter, Battery, 디젤 발전기의 Cost Data는 US 시장 가격을 이용하였으며 시스템 구성은 추자도와 동일함



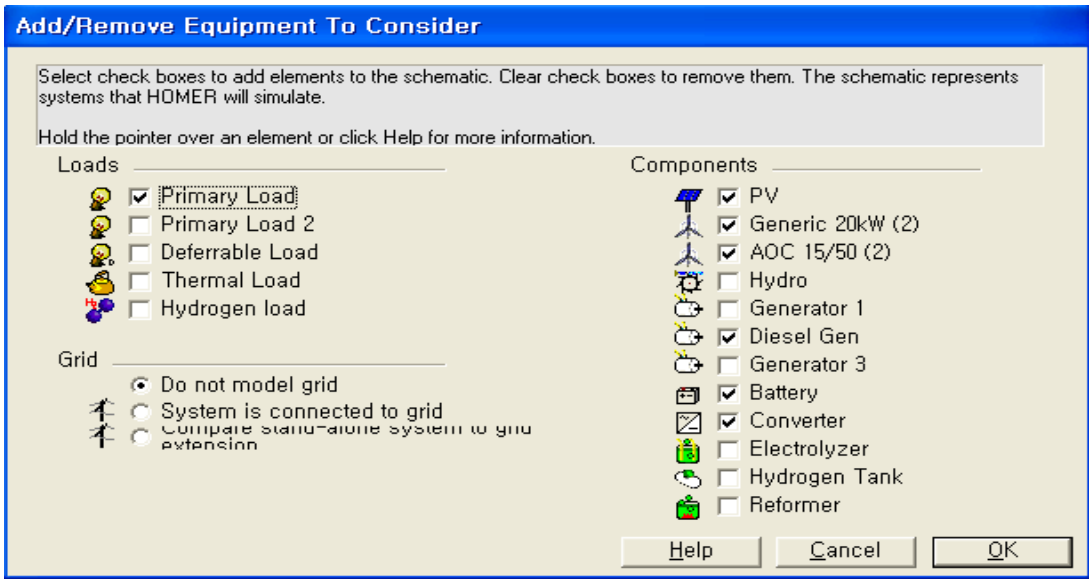
[그림 Ⅳ-27] 거문도의 고도

자료 : 국토지리정보원(www.ngi.go.kr)

5.2. 입력 화면

5.2.1. 시스템 구성

Main 화면의 Add/Remove를 선택하여 입력하려는 부하의 종류와 시스템의 구성요소를 선택한다. 여기서는 1차 부하, Off-grid, 그리고 시스템의 구성요소로 PV, Wind turbine, 디젤 발전기, 배터리, 컨버터를 적용한다.

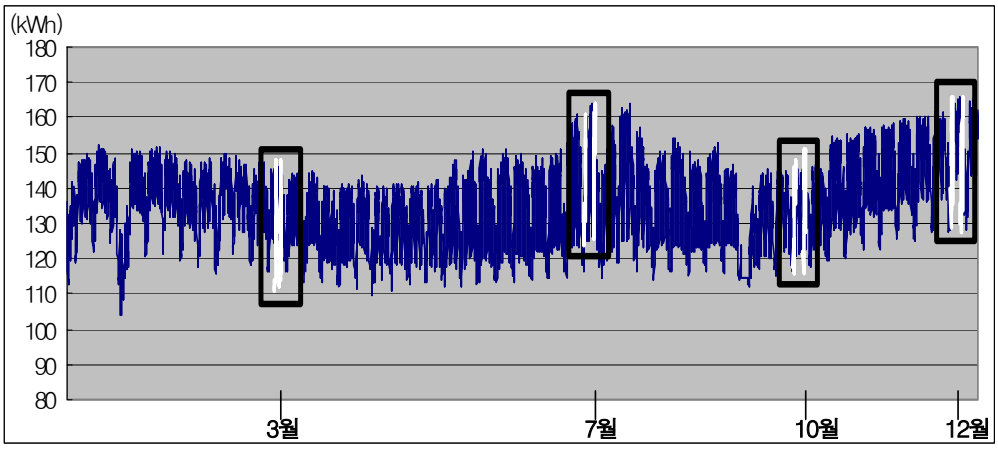


[그림 Ⅳ-28] 시스템 구성 요소 입력

5.2.2. 1차 부하

입력자료 중에서 부하량은 거문도의 총 766가구 중 170여 가구가 있는 고도를 선택하여 부하를 산출하였고 부하는 대부분 일반 가정에서 발생하는 것으로 가정하였다. 거문도의 1년 중 각 계절별 주중, 주말의 8일 데이터만을 보유하고 있어 추자도와 같은 방법으로 부하를 산출하였다. 거문도의 실측 자료를 기반으로 170가구에 해당하는 고도의 시간별 부하량을 추정하였고 그 부하자료를 Homer의 입력 자료로 이용하였다. [그림 Ⅳ-29]는 거문도의

주중, 주말의 8일 시간별 부하량과 전국의 수요량을 표준화시켜 추정한 고도의 시간별 부하 자료를 비교한 것이다. 고도의 최대 부하가 하절기에 발생하고, 1년을 주기로 반복되는 8,760개의 데이터를 Homer에 입력하면 연간 평균 부하량은 106kWh, 최대치는 194kWh, Load factor[28]는 0.555라고 나타난다.



[그림 Ⅳ-29] 거문도 실측 부하패턴과 추정된 고도의 시간별 부하 비교

주: 박스 안의 그래프는 고도의 실측 부하패턴이며, 박스 밖의 그래프는 추정된 고도의 시간별 부하.

5.2.3. 에너지원

◦ 풍력 에너지원

- 월별 평균 풍속을 Homer에 입력하면 8,760hr의 시간별 풍속 Data 값을 Homer가 종합적으로 나타낸다.
- 8,760hr의 시간별 풍속 데이터 파일을 입력한다.
- 거문도 지역의 실제 풍속 Data값 입력

28) 평균부하를 최대 부하로 나눈 값임. 즉, $0.555 = \frac{106kWh}{194kWh}$.

<표 Ⅳ-21> 거문도 월별 평균 풍속

월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
풍속 (m/s)	7.17	6.47	6.37	5.2	5.5	4.5	5.33	6.17	6.77	6.83	6.07	7.03

자료: 에너지기술연구원의 '풍력자원측정결과'를 근거로 재구성함.

◦ 태양 에너지원

- 월별 평균 일사량을 Homer에 입력하면 8,760hr 의 시간별 풍속 Data값이 종합적으로 나타난다.
- 8,760hr의 시간별 일사량 데이터 파일을 입력한다.

<표 Ⅳ-22> 거문도 월별 평균 일사량

월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
일사량 ($kWh/m^2/day$)	2.285	3.277	3.879	4.652	5.164	5.054	4.636	4.16	3.843	3.761	2.637	2.225
청명도	0.497	0.549	0.492	0.476	0.467	0.437	0.410	0.407	0.452	0.577	0.539	0.532

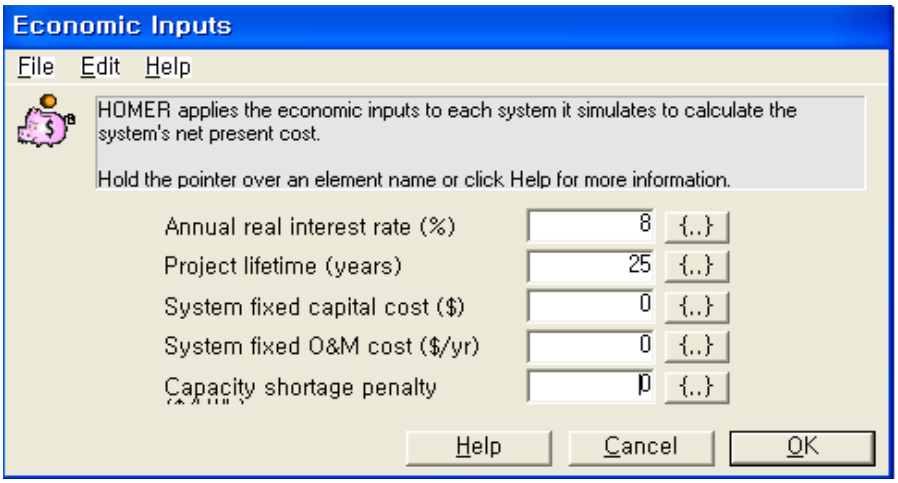
자료: 에너지기술연구원의 '풍력자원측정결과'를 근거로 재구성함.

◦ 디젤가격 입력

- 실제 도서지역의 디젤연료 가격인 645원/L을 환율 1,000원/$로 환산하여 0.645$/L 적용

5.2.4. 경제관련 입력변수(Economic Inputs)

- 연간 이자율 : 8%
- 운전 기간 : 25년



[그림 Ⅳ-30] Economic 입력

시스템 구성요소들의 cost 정보, 에너지원 data, 부하 data를 입력한 후 시스템을 simulation한다.

5.3. Simulation 결과

<표 Ⅳ-23>은 기존의 디젤발전기를 사용했을 경우와 복합전력시스템을 보급했을 경우의 분석결과를 나타낸 것이다. 디젤발전기를 사용한 결과와 복합전력시스템으로 구성되어 있는 분석결과 < Ⅰ >, <Ⅱ>의 차이점을 평가하기 위해서는 NPC, LCOE, 디젤 소비량, 이산화탄소 배출량 등을 비교해 보아야 한다.

<표 Ⅳ-23> 디젤발전시스템과 복합 전력 시스템의 비교

	시스템 구성	설치 비용 ($)	NPC ($)	LCOE ($/kWh)	신재생 (%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2 방출량 (톤/년)	CO_2 감소량 (톤/년)
디젤 발전기만 운영할 경우	200kW Gen	175,000	3,778,966	0.299	0.0	365,855	963	
분석 결과 <Ⅰ>	4AOC 15/50 + 150kW Gen + 100 Batt + 100kW Conv	545,173	2,963,007	0.234	38.0	241,615	636	327
분석 결과 <Ⅱ>	10kW PV + 4AOC 15/50 + 150kW Gen + 100 Batt + 100kW Conv	625,173	3,042,479	0.241	39.0	239,497	630	333

분석결과 <Ⅰ>은 최소 비용의 복합전력시스템으로 발전 설비에 풍력 터빈이 포함되어 신 · 재생에너지의 비율이 0%에서 38%까지 증가됨에 따라 디젤 소비량이 314,064ℓ/년에서 199,212ℓ/년으로 절감되는 것으로 나타나고 있다. 그로 인하여 LCOE를 $0.078/kWh 감소, 디젤 소비량이 크게 줄어서 CO_2배출량 역시 연간 827톤에서 525톤까지 저감되는 것으로 분석되었다.

분석결과 <Ⅱ>는 NPC가 두 번째로 적게 드는 발전 설비들의 조합을 나타낸 것이다. 이 경우 PV모듈을 첨가시킴으로써 분석결과 <Ⅰ>의 시스템 구성보다 설치비용이나 LCOE는 높지만 신 · 재생에너지의 비율을 39%까지 증가시켜 CO_2를 연간 333톤까지 적게 배출할 수 있는 것으로 분석된다. 따라서 LCOE의 감소보다 CO_2배출량 감소에 더 목적을 두고 있다면 시스템 설계 시에 PV모듈이 포함되어 있는 이 시스템 조합도 고려해 보는 것이 가능하다.

<표 Ⅳ-24> 풍속에 의한 민감도 분석

풍속 (m/sec)	설치비용 ($)	NPC($)	LCOE ($/kWh)	신재생 비율(%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2 방출량 (톤/년)
4	465,173	3,329,662	0.263	17	291,594	768
5	465,173	3,152,420	0.249	24	271,951	716
6.12*	545,173	2,963,007	0.234	38	241,615	636
7	545,173	2,826,307	0.223	43	227,038	598
8	545,173	2,687,079	0.212	48	212,248	559

*: 거문도의 평균 풍속으로 분석의 기준 시나리오로 이용됨.

거문도의 경우도 민감도 분석의 변수로 연간 평균 풍속과 디젤 연료 가격을 적용하였다. <표 Ⅳ-24>는 실제 다른 변수들은 고정시키고 연간 평균 풍속 6.12m/s를 기준으로 4m/s ~ 8m/s의 풍속의 변화에 따른 민감도 분석을 나타낸 것이다. 풍속이 증가할수록 신・재생에너지의 비율이 48%까지 증가하는 것으로 분석되었으며 풍력에너지의 비율이 증가하여 발전단가를 감소시키고 CO_2배출을 줄여준다.

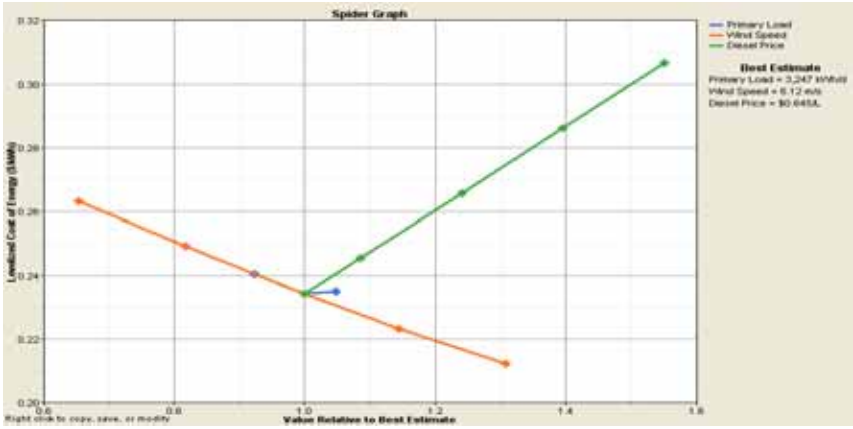
<표 Ⅳ-25>는 복합전력시스템과 디젤발전기만 운영하였을 때의 디젤가격에 대한 민감도 분석을 비교한 것이다. 민감도 분석 시 연료 가격을 645원/ℓ($0.645/ℓ)에서 1000원/ℓ ($1.00/ℓ)으로 확장하여 시뮬레이션 하였다. 분석결과 < I >의 민감도 분석과 디젤발전기만 운영할 경우의 민감도 분석을 살펴보면 두 가지 모두 디젤 가격의 상승에 따라 LCOE가 증가하지만 같은 디젤가격의 조건에서 디젤발전기만 운영할 때 LCOE가 더 높은 값으로 나타나는 것을 확인할 수 있다.

<표 Ⅳ-25> 디젤 가격에 의한 민감도 분석

	디젤 가격 ($/ℓ)	설치비용 ($)	NPC($)	LCOE ($/kWh)	신재생 비율 (%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2방출량 (톤/년)
분석결과 < Ⅰ >의 민감도 분석	0.645*	545,173	2,963,007	0.234	38	241,615	636.25
	0.7	545,173	3,104,862	0.245	38	241,615	636.25
	0.8	545,173	3,362,781	0.266	38	241,615	636.25
	0.9	545,173	3,620,700	0.286	38	241,615	636.25
	1.0	545,173	3,879,683	0.307	38	241,672	636.40
디젤 발전기만 운영할 경우의 민감도 분석	0.645*	175,000	3,778,966	0.299	0	365,855	963.41
	0.7	175,000	3,993,764	0.316	0	365,855	963.41
	0.8	175,000	4,384,307	0.347	0	365,855	963.41
	0.9	175,000	4,774,848	0.377	0	365,855	963.41
	1.0	175,000	5,165,390	0.408	0	365,855	963.41

*주: 본 연구에서 디젤가격의 기준 시나리오로 사용됨.

[그림 Ⅳ-31]은 민감도 분석 변수들의 Spider Graph로 각각이 LCOE에 미치는 영향을 나타낸 것으로 각 변수들의 상대적인 기울기를 살펴보면 디젤가격이 가장 경사가 급하다. 즉 LCOE가 디젤 가격의 변화에 가장 민감하다는 것을 알 수 있다.



[그림 Ⅳ-31] 변수들의 변화가 LCOE에 미치는 영향

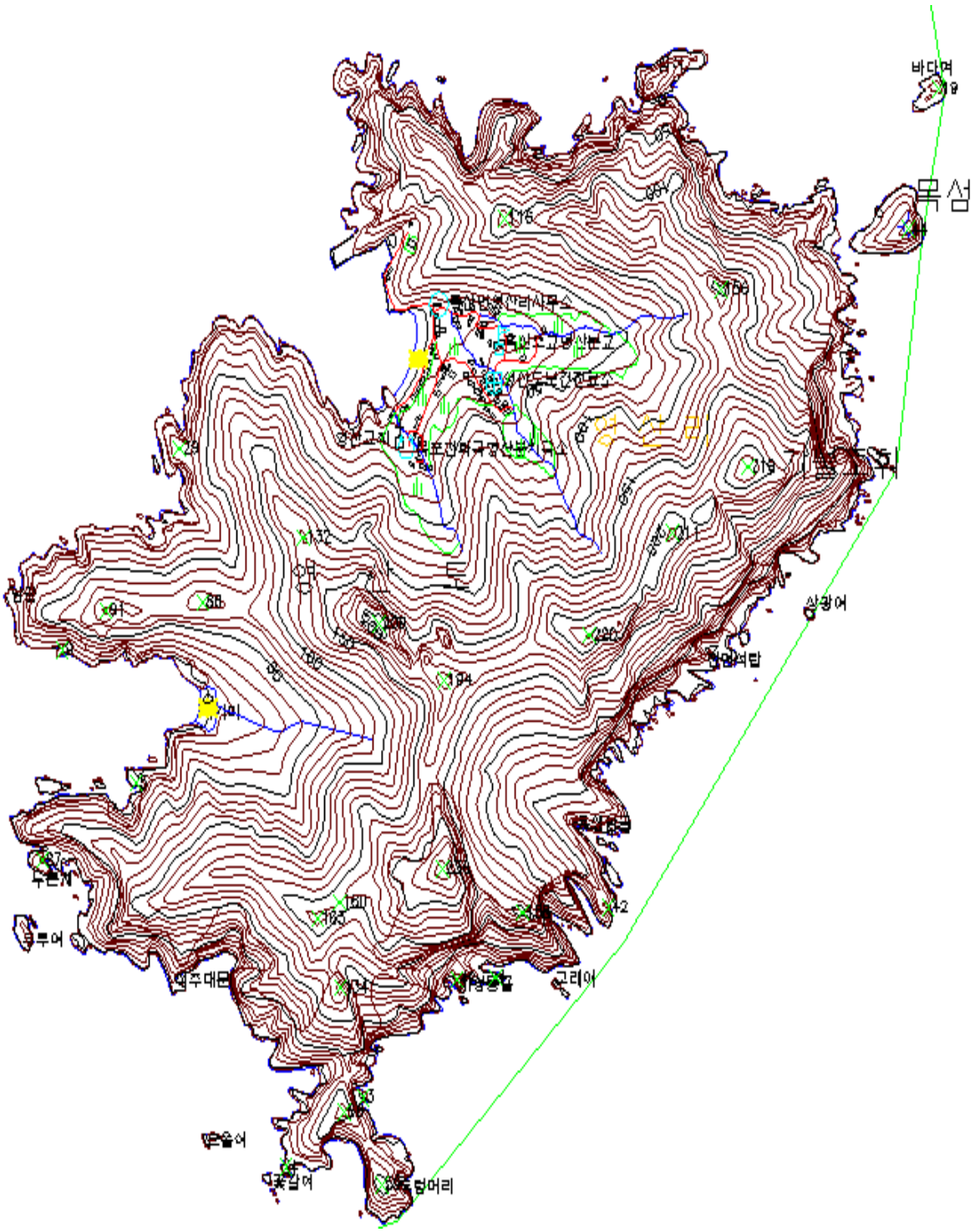
*주: Homer의 Sensitivity Results의 일부분.

6. Homer를 이용한 영산도 지역 Hybrid power system의 경제성 분석 실제 사례

본 연구에서는 도서지역 Hybrid system의 경제성 분석 도구인 Homer를 이용하여 유망한 후보 도서지역중 하나인 영산도 지역에 대한 pre-feasibility Test를 시도해 보았다.

6.1. 현재 상황

- 분석 대상 지역 : 영산도 지역
- 목표 도서 지역의 인구는 공업이나 상업 활동 없이 대부분 어업에 종사하고 부하량은 일반 가정에서 발생하며 수요 부하량은 100% 공급하는 것으로 가정
- 풍력, 태양에너지 등의 자연에너지원들은 간헐적으로 발생하기 때문에 적정하고 안정적인 전력 공급을 위해서는 신·재생에너지와 디젤 발전기와의 혼합이 필요
- Wind turbine, PV 어레이, Converter, Battery, 디젤 발전기의 Cost Data는 US 시장 가격을 이용하였으며 시스템 구성은 추자도와 동일함



[그림 Ⅳ-32] 영산도

자료: 국토지리정보원(www.ngi.go.kr)

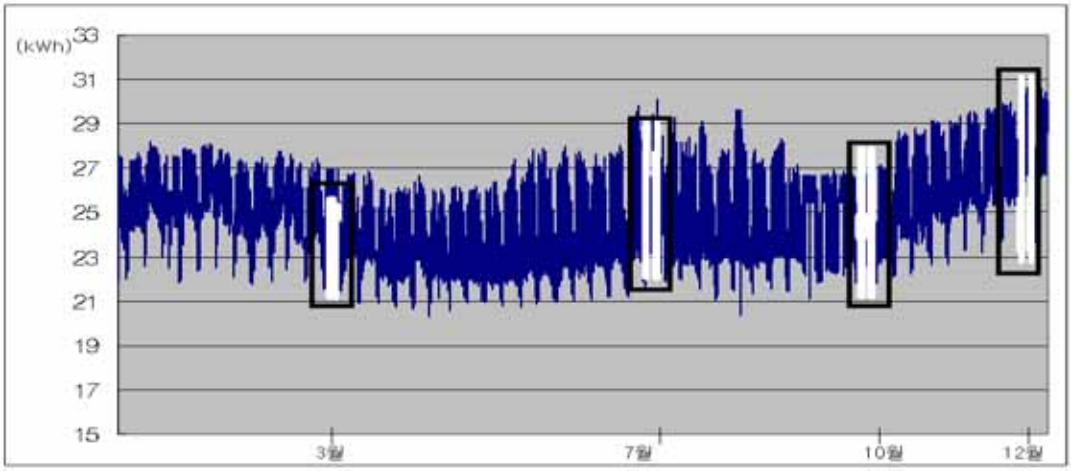
6.2. 입력 화면

6.2.1. 시스템 구성

Main 화면의 Add/Remove를 선택하여 입력하려는 부하의 종류와 시스템의 구성요소를 선택한다. 여기서는 1차 부하, Off-grid, 그리고 시스템의 구성요소로 PV, Wind turbine, 디젤 발전기, 배터리, 컨버터를 적용

6.2.2. 1차 부하

영산도의 경우 도서의 규모가 작기 때문에 영산도 전체의 부하를 그대로 이용하였다. 영산도의 실측 자료를 기반으로 시간별 부하량을 추정하였고 그 부하자료를 Homer의 입력자료로 이용하였다. [그림 Ⅳ-33]은 영산도의 주중, 주말의 8일 시간별 부하량과 전국의 수요량을 표준화시켜 추정한 고도의 시간별 부하자료를 비교한 것이다.



[그림 Ⅳ-33] 영산도 실측 부하패턴과 추정된 영산도의 시간별 부하 비교

주: 박스 안의 그래프는 영산도의 실측 부하패턴이며, 박스 밖의 그래프는 추정된 영산도의 시간별 부하.

6.2.3. 에너지원

◦ 풍력 에너지원

- 월별 평균 풍속을 Homer에 입력하면 8,760hr의 시간별 풍속 Data 값을 Homer가 종합적으로 나타낸다.
- 8,760hr의 시간별 풍속 데이터 파일을 입력한다.
- 영산도 지역의 실제 풍속 Data값 입력
-

<표 Ⅳ-26> 영산도 월별 평균 풍속

월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
풍속 (m/s)	3.936	3.418	3.318	3.055	2.744	2.22	2.7	2.497	2.146	2.284	2.673	2.587

자료: 에너지기술연구원의 '풍력자원측정결과'를 근거로 재구성함.

◦ 태양 에너지원

- 월별 평균 일사량을 Homer에 입력하면 8,760hr의 시간별 풍속 data값을 Homer가 종합적으로 나타낸다.
- 8,760hr의 시간별 일사량 데이터 파일을 입력한다.

<표 Ⅳ-27> 영산도 월별 평균 일사량

월	1월	2월	3월	4월	5월	6월	7월	8월	9월	10월	11월	12월
일사량 (kWh/m2/day)	2.141	3.544	4.282	5.206	6.386	5.478	4.381	4.524	3.796	3.560	2.921	2.525
청명도	0.419	0.553	0.520	0.523	0.575	0.475	0.388	0.437	0.431	0.512	0.542	0.538

자료: 에너지기술연구원의 '풍력자원측정결과'를 근거로 재구성함.

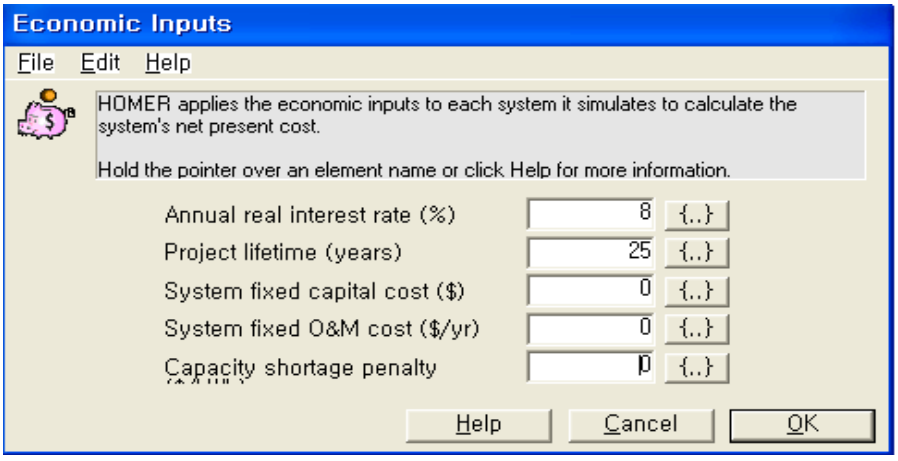
◦ 디젤가격 입력

- 실제 도서지역의 디젤 연료 가격인 645원/L을 환율 1,000원/$으로 환산하여 0.645$/L 적용.

6.2.4. 경제관련 입력변수(Economic Inputs)

◦ 연간 이자율 : 8%

◦ 운전 기간 : 25년



[그림 Ⅳ-34] Economic Inputs

시스템 구성요소들의 cost 정보, 에너지원 data, 부하 data를 입력한 후 시스템을 simulation한다.

6.3. Simulation 결과

<표 Ⅳ-28>은 영산도의 최적 시스템 결과를 나타낸 것이다. 최적시스템 조합으로 디젤발전기만이 선택되었으며 풍력, 태양광 등의 신·재생에너지는 시스템 구성에 포함되어 있지 않다. 이러한 결과가 나온 이유는 추자도와 거문도의 경우 연 평균 풍속이 각각 7.06m/s,

6.12m/s로 비교적 높은 풍속이 나오는데 반해 영산도 지역의 경우 연 평균 풍속이 2.8m/s에 불과하여 풍력에너지를 사용할 경우 초기설치비용은 높고 생산 전력량의 신·재생에너지 비율은 낮으므로 디젤발전기만 사용할 경우보다 LCOE가 높게 나타나 경제성이 떨어지기 때문이다.

<표 Ⅳ-28> 최적 시스템 결과

시스템 구성	설치 비용 ($)	NPC ($)	LCOE ($/kWh)	신재생 비율 (%)	디젤 소비량 (ℓ/년)	CO_2 방출량 (톤/년)
50kW Gen	43,750	829,812	0.353	0.0	74,782	197
AOC 15/50 + 50kW Gen + 20Batt + 20kW Conv	142,534	885,595	0.376	14	67,383	177

7. 경제성분석 결과

신・재생에너지 보급의 예비력 타당성 조사를 위해 선정된 도서지역으로는 추자도, 거문도, 영산도이다. 풍속, 일사량 자료는 에너지기술연구원의 실측자료를 기초로 재구성하였으며 부하량은 복합 전력시스템 보급이 가능한 규모로 전체 부하를 축소시켜 산출하였고 발전설비들의 비용 자료는 해외 시장의 자료를 사용하였다. 추자도에 대한 Homer의 분석 결과를 살펴보면 NPC가 최소인 신・재생복합 전력시스템은 발전단가인 LCOE가 기존의 디젤발전시스템과 비교하여 $0.335/kWh에서 $0.278/kWh로 PV모듈을 포함시킬 경우에는 $0.284/kWh로 감소시킬 수 있는 것으로 나타났다. 거문도의 경우에는 LCOE가 $0.299/kWh에서 $0.234/kWh로 PV 모듈을 포함시킬 경우에는 $0.241/kWh로 발전단가를 낮춰줘 도서지역 복합 전력시스템 보급이 상대적으로 경제적인 사업임을 확인할 수 있다. 그러나 연간 평균 풍속이 2.8m/s에 불과한 영산도의 경우에는 신・재생복합 전력시스템의 발전단가가

디젤발전기만 이용할 때의 LCOE $0.353/kWh보다 오히려 상승한 값인 $0.376/kWh으로 분석되었다. 이러한 결과들을 통해서 풍속, 일사량 등의 신・재생원이 조건에 맞을 경우에는 도서지역의 신・재생복합 전력시스템 보급이 경제적인 사업이라고 볼 수 있지만 영산도의 경우와 같이 그렇지 않을 경우엔 기존의 시스템보다 발전단가를 높일 수 있으므로 도서지역에 대한 충분한 모니터링을 거친 후에 부지를 선정해야 한다는 것을 알 수 있다.

Ⅴ. 신·재생에너지 보급의 거시경제적 효과분석

1. 한국의 신·재생에너지 보급 현황 및 전망과 발전차액 지원제도

1.1. 한국의 신·재생에너지의 보급현황

주요 선진국의 개발 보급 동향을 살펴보면 OECD국가의 신 · 재생에너지 공급 비중은 덴마크 10.4%, 프랑스 7.0%, 미국 4.3%로 에너지 총 공급량의 1.4%만이 신 · 재생에너지로 공급되는 우리나라보다 상당히 높은 수준이다.

<표 Ⅴ-1> 에너지원별 공급량 및 비중 (2003)

단위: 천TOE

구분		폐기물	수 력	바이오	태양열	풍 력	태양광	지 열	계
2002	공급량	2,732.5	811.8	116.8	34.8	3.7	1.7	0.1	3,701.4
	비중(%)	73.8	21.9	3.2	0.9	0.1	0.1	0.0	100
2003	공급량	3,039.3	1,225.6	131.1	32.9	5.2	1.9	0.4	4,436.4
	비중(%)	68.5	27.6	3.0	0.7	0.1	0.1	0.0	100
비고	증감량	306.8	414.2	14.3	△1.9	1.5	0.2	0.3	735.4

자료 : 산업자원부(2003)

주 : 2003년 수력비중이 증가하면서 폐기물, 바이오, 태양열 등의 비중 감소(통계비교 편의를 위해 02년 수력에도 대수력 포함)

<표 Ⅴ-1>를 보면 폐기물에 의한 신 · 재생에너지 공급 비중이 가장 높은 것으로 나타나며 뒤이어 수력, 바이오, 태양열 순이다. 이는 대수력을 포함한 수치로 대수력을 제외하였을 경우에는 폐기물이 93.5%를 차지하여 신 · 재생에너지 공급비중이 폐기물 한 분야에만 편중되어 있고 다른 분야는 미미함을 알 수 있다. 이는 대체에너지 전 분야에 대한 공모형식의 산발적인 기술개발과제 추진으로 전략적 개발, 보급이 부족하여 나타난 것이기 때문에 체계적이고 집중적인 기술개발과 효과적인 보급정책이 보완되어야 할 필요가 있다. 우리나라는 신 · 재생에너지원이 2004년 현재 1.4%에서 2011년 총 에너지 공급량의 5%를 차지하도록 보급 달성 목표를 세우고 태양광, 풍력, 연료전지 부문에 집중 지원하고 있다. 이 목표치 달성을 위해 기술개발, 성능평가센터 지정 운영, 실증연구단지 조성운영, 대체에너지 설비인증제도를 실시하고 있으며 시범마을 100개소를 조성하고 태양광 10만호사업, 풍력발전단지 조성, 연료전지자동차 3천여 대 보급을 위해 노력하고 있다. 또한 신 · 재생에너지 보급 활성화를 위한 지원제도로 융자지원, 발전차액지원제도, 세제지원 등을 현재 시행 중이다.

<표 Ⅴ-2> 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율

(단위 : TOE)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
총에너지소비량(A)	215,825	223,218	230,949	237,589	243,664	250,486	257,513	263,555	269,323	274,978
총발전량(B)	24,815	25,794	26,746	27,616	28,414	29,188	29,894	30,552	31,206	31,812
정부신·재생에너지목표(C)	4,317	5,112	6,051	7,128	8,090	9,218	10,507	11,886	13,466	15,124
전체총계(R1)	3,385	4,344	5,006	5,919	6,975	7,942	9,173	10,228	12,127	14,275
(R1/A)×100	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2
(R1/B)×100	13.6	13.1	12.7	12.3	11.9	11.6	11.3	11.1	10.8	10.6
(R1/C)×100	78.4	66.2	55.9	47.5	41.8	36.7	32.2	28.5	25.1	22.4
전체총계(R2)	4,451	5,412	6,073	7,001	8,053	9,029	10,275	11,384	13,335	15,531
(R2/A)×100	2.1	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6
(R2/B)×100	17.9	17.3	16.6	16.1	15.7	15.2	14.9	14.6	14.3	14.0
(R2/C)×100	103.1	87.1	73.6	62.4	55.0	48.3	42.4	37.4	33.1	29.4
발전총계(RE1)	76	140	207	302	424	576	751	1,173	1,763	2,225
(RE1/A)×100	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
(RE1/B)×100	0.31	0.29	0.28	0.28	0.27	0.26	0.25	0.25	0.24	0.24
(RE1/C)×100	1.76	1.49	1.26	1.07	0.94	0.82	0.72	0.64	0.56	0.50
(RE1/R1)×100	2.25	3.22	4.14	5.10	6.08	7.25	8.19	11.47	14.54	15.59
발전총계(RE2)	442	507	574	674	788	951	1,132	1,572	2,180	2,660
(RE2/A)×100	0.20	0.20	0.19	0.19	0.18	0.18	0.17	0.17	0.16	0.16
(RE2/B)×100	1.78	1.71	1.65	1.60	1.56	1.51	1.48	1.45	1.42	1.39
(RE2/C)×100	10.24	8.65	7.30	6.20	5.46	4.80	4.21	3.72	3.28	2.92
태양열(a)	41	53	74	102	134	169	208	258	318	385
태양광(a)	3	4	10	22	40	65	103	192	341	448
태양광(e)	1	1	3	8	14	22	35	66	117	154
풍력(a)	13	38	68	126	230	361	652	882	1,311	1,456
풍력(e)	5	13	24	43	79	124	224	303	451	571
소수력(a)	50	55	62	111	170	229	298	367	446	534
소수력(e)	17	19	21	38	59	79	103	126	154	184
수소에너지(a)	-	-	-	-	-	0	0	1	1	1
IGCC(a)	-	-	-	-	7	7	7	184	375	545
IGCC(e)	0	0	0	0	7	7	7	184	375	545
폐기물(a)	3,080	3,850	4,350	5,050	5,630	6,150	6,870	7,110	7,540	8,930
바이오(a)	197	342	436	495	737	768	801	833	1,050	1,082
바이오(LFG)	53	106	159	212	265	291	318	344	371	397
연료전지(a)	-	0	0	0	1	4	15	77	147	226
연료전지(e)	0	0	0	0	1	4	15	77	147	225
연료전지(e)	0	0	0	0	1	4	15	77	147	225
해양에너지(a)	-	-	-	1	1	143	143	211	432	432
해양에너지(e)	0	0	0	0	0	49	49	72	148	148
지열(a)	1	3	6	12	23	42	70	109	161	226

자료 : 산업자원부, 대체에너지보급목표 달성을 위한 세부 실행계획 수립연구, 2003-N-PS04-P -01(2003.7)와 2002년도 대체에너지보급 통계(2003)를 참조하여 재구성함. 제2차 국가에너지기본계획(2002~2011),(대한민국정부, 2003)

주 : R-신·재생에너지전체, RE-신·재생에너지전체, 1-대수력 제외, 2-대수력포함, (a)-발전포함신·재생에너지, (e)-신·재생에너지 발전

<표 Ⅴ-3> 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율

(단위: GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
태양광	8.3	15.5	39.1	87.6	158.2	261.6	409.9	767	1,365	1,793
풍 력	52.6	153.3	273.8	503.7	919.8	1,445.40	2,606.10	3,525.90	5,245.70	6,639.10
소수력	202.2	223.9	247.6	444.6	681.2	917.7	1,193.60	1,469.50	1,785.90	2,139.70
IGCC					79.2	79.2	79.2	2,138.40	4,356.00	6,336.00
LFG	616.3	1,232.60	1,848.80	2,465.10	3,081.40	3,383.70	3,697.70	4,000.00	4,313.90	4,616.30
연료전지		0.8	0.6	4.6	12.6	42.2	175.4	894.3	1,710.90	2,621.70
해양에너지				3	3	573	573	843	1,726.00	1,726.00
소계	879.4	1,626.10	2,409.90	3,508.60	4,935.40	6,702.80	8,734.90	13,638	20,503	25,871
총발전량	288,594	299,981	311,051	321,179	330,452	339,452	347,673	355,321	362,924	369,973
대수력 제외 총발전량중 비중(%)	0.3	0.5	0.8	1.1	1.5	2	2.5	3.9	5.6	7
대수력포함	4,264	4,271	4,268	4,327	4,233	4,363	4,435	4,644	4,851	5,067
총계	5,143.40	5,897.10	6,677.90	7,835.60	9,168.40	11,065.80	13,169.90	18,282	25,354	30,938
총발전량중 점유비중(%)	1.8	2	2.1	2.4	2.8	3.3	3.8	5.2	7	8.4

<표 Ⅴ-4> 연도별 신·재생에너지 공급전망과 증가율

(단위: 1000 TOE)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
태양광	1	1	3	8	14	22	35	66	117	154
풍 력	5	13	24	43	79	124	224	303	451	571
소수력	17	19	21	38	59	79	103	126	154	184
IGCC	0	0	0	0	7	7	7	184	375	545
LFG	53	106	159	212	265	291	318	344	371	397
연료전지	0	0	0	0	1	4	15	77	147	225
해양에너지	0	0	0	0	0	49	49	72	148	148
소계	76	140	207	302	424	576	751	1,173	1,763	2,225
대수력포함	442	507	574	674	788	951	1,132	1,572	2,180	2,660

1.2. 발전차액지원제도

1.2.1. 발전차액지원제도의 가격 결정 방식

우리나라는 대체에너지 개발 및 이용 보급촉진법(2003)을 제정하고 대체에너지이용 발전전력기준가격지침(2002제정, 2004개정)을 통해 발전차액지원제도를 시행하고 있다.

대체에너지발전전력의 차액지원제도란 대체에너지발전의 경제성을 보장하기 위하여 대체에너지 발전전력에 대해 정부가 정한 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 지원하는 제도라 정의할 수 있다. 차액지원금은 다음과 같이 계산되어진다.

차액지원금 = (기준가격 - 월 가중평균 계통한계가격) × 발전량

발전전력의 도입을 위한 기준가격 설정 방법은 일부 재생에너지 발전 시설의 설비 이용률 재무제표 등을 기준으로 전문기관에서 발전 원가를 분석하였으나, 기본 자료부족 등으로 인해 태양광 발전(독일의 의무구매가격을 기준으로 120% 수준으로 책정 됨)을 제외한 타 대체에너지원의 경우 석유 대체 차원에서 중유 발전설비 이용률에 따른 발전 회피 비용을 기준으로 잠정 책정된다.

예를 들어 풍력의 기준가격의 경우 사업용 설비일 때는 전력가격거래의 약 2.2배인 107.66원/kWh[29] 결정되는데 이는 중유발전설비 이용률 20%를 기준으로 책정된다. 자가용 설비의 경우에는 계통한계가격(SMP) + 일반발전기용량정산금(CP)으로 계산된다.

기준가격의 적용기간은 풍력과 태양광은 상업운전 개시일로부터 총 15년이며 나머지 에너지원은 5년간만 적용된다. 기준가격, 적용기간 조정 및 적용은 유가변동, 기술수준의 발전, 상용화수준, 전력거래 실적 등을 검토하여 조정이 가능하다.

발전차액지원제도는 신・재생에너지를 이용한 전력량에 대해 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 지원하는 제도로 기준가격 산정기준의 적정성, 장기적 차액보전을 위한 자금의 확보 등 여러 가지 문제가 제기되고 있다. 조인승외(2004)는 현재의 기준고시가격이 회피비용

29) 풍력의 기준가격 107.66원/kWh은 중유발전설비이용률 20%의 설비비용 76.43원/kWh과 에너지비용 31.23원/kWh의 합으로 계산되어진다.

방식으로 책정되고 있기 때문에 신 · 재생에너지 원별로 기술수준, 시장여건, 발전원가 등의 차이를 고려하지 못하므로 원별 특성을 고려한 가격설정방안이 필요함을 밝히고 있고 윤순진(2003)은 정부보조금에 의존하는 발전차액지원제도는 2012년까지 차액지원금의 누적 총액이 약 3조원으로 현재의 전력기반기금에서는 지속적인 지원이 어려울 가능성이 있다고 지적하고 있다. 현재의 발전차액보전 제도에 따르면 그 특성상 설비가 가동되는 한에서는 지속적으로 지급되어야 한다는 제도적 특성이 있고 특단의 대책이 없이는 소비자의 부담이 심각하게 누적될 것으로 판단된다. 관련 신·재생에너지 기술개발이 진행되지 않는 경우 현재의 신·재생에너지를 이용한 전력보급계획을 이 제도를 통해 운영한다고 할 경우 2015년 한 해만 발전차액보전으로 약 2조5천억원, 2020년까지의 누적 발전차액보전 필요액은 약 31조원이라는 천문학적인 규모로 나타날 수 있음을 확인한 바 있다[30].

이와 같은 문제의 대안으로 검토되고 있는 신·재생에너지발전 의무비율 할당제(RPS; Renewable Portfolio Standards)는 발전사업자의 총발전량 또는 전기판매사업자 판매량의 일정비율 또는 일정할당량을 신·재생에너지원으로 공급하고 판매하도록 의무화하는 제도로, 그 적용대상자는 원칙적으로 전기판매사업자(소매상)로 하되 필요에 따라 발전사업자, 송배전사업자에게 적용할 수 있다. 대상사업자는 스스로 신·재생에너지발전 설비를 갖춰서 의무할당량을 확보하거나 신·재생에너지발전사업자로부터 신·재생에너지전력을 구매하여 의무량을 충당할 수 있으며, 인증기관에서 발행한 RECs(Renewable Energy Credits)를 구매할 수도 있다. 의무비율, 의무 할당량을 채우지 못하거나 과다 공급한 경우는 각각 해당부분을 대상사업자에게 판매 또는 구매할 수 있도록 거래를 인정하는 제도로 TREC (Tradable Renewable Energy Credits)와 TC(Tradable Credit)가 있다.[31] TC는 실질적인 송전이 없더라도 Credit을 확보한 전력회사로부터 Credit을 구매하는 방법인데 이는 2000년대에 들어서면서 미국의 텍사스, 애리조나, 위스콘신 등지에서 도입된 방법으로 실제 전력을 생산하지 않더라도 Credit인증을 받은 발전사업자로부터 Credit을 구매하여 RPS를 충족하는 방식이다(Berry 2002). 이 제도는 가격결정에 정부개입을 최소화하고 신 · 재생에너지 생산자에게 시장경쟁을 통한 지속적인 비용절감의 유인을 제공한다는 점과 최종소비자가 추가비용을 부담하게 됨으로써 차액보전을 위한 자금 확보 등이 문제되지 않는다는 점이 긍정적인 효과로 평가되고 있다

30) 김수덕외(2005) 참조

31) 이러한 거래접근방식에 따라 소매업자들은 스스로의 발전연료믹스에 재생에너지원을 포함, 유지시키는 대신에 제3자가 발전하고 인증기관으로부터 인증된 크레딧을 구매할 수도 있음. (참조: 김수덕, 문춘걸, RPS(Renewable Portfolio Standards) 도입의 경제적 효과, 자원환경경제연구, Vol.14, No.3, pp.751-773, 2005)

(Berry외 2001).

Sawin외(2003)와 Wagner(2000)는 RPS제도가 상당한 사전 준비 작업이 필요하고 관리의 복잡성에 따른 높은 행정비용 및 시간비용을 초래할 수 있다고 하였다. 또 Lauber(2003)는 RPS가 비용최소화 유인에 따라 관련기술이나 시장이 충분히 성숙되지 않은 경우 해외기술도입에 의존하게 될 것이라고 하였고, 서세욱외(2003), 김유진외(2004) 등은 RPS를 통한 시장의 효율성을 추구하기 위해서는 먼저 관련시장의 형성이 전제되어야 하고 이를 위해 FITs(Feed-in Tariffs)를 먼저 도입한 후 RPS로 전환하는 유럽의 경험을 참고할 필요성을 지적하고 있다. FITs란 정책적으로 결정된 가격수준에서 의무대상자가 생산된 신・재생에너지 전력량을 우선적으로 구매하고 모든 비용은 SO(System Operator)를 통해 최종소비자에게 전가하는 방식이다. 이 제도의 단점으로 거론되는 부분은 RPS의 경우와 달리, 신·재생에너지를 이용한 발전원의 가격이 시장을 통해 결정되지 않는다는 점에서 적정한 가격정책을 어떻게 가져갈 수 있는가 하는 논란이다. Wiser외(2002)는 적정 가격수준 결정의 어려움과 기 결정된 기준가격의 경직성 등을 이유로 FITs를 비판하고 있다.

하지만 이 제도를 통해 해외에서 단기에 신・재생에너지 발전설비용량과 발전량 증대를 이룬 성공적 사례들이 있다는 점이 제도의 도입을 지지하는 증거가 되고 있기도 하다. Grotz외(2005)은 독일과 스페인이 FITs를 시행함에 따라 유럽15개 국가의 풍력시장에서 2004년 신규 설치된 설비의 72%를 차지하고 있음을 지적하였고 Millais(2003)는 풍력산업 발전의 고용창출효과를 주장하고 있다. 또한 Lauber(2003)와 Menanteau외(2003)는 FITs에서는 가격이 고정되어 있음에 따라 기술발전에 따른 비용 인하가 직접적으로 사업자의 수익이 되기 때문에 기술혁신을 유도하는 면이 있음을 설명하고 있다. Sawin외(2003)도 FITs가 안정적으로 투자를 계획할 수 있게 하여 투자를 증대시킴으로써 업체와 프로젝트의 규모를 다양화 시킨다는 점을 들어 이 제도가 개발도상국에 적합함을 주장하고 있다. Lauber(2003)는 FITs를 추진하고 있는 독일과 프랑스, 포르투갈 등은 기술과 시장 변화에 대응하여 신·재생에너지에 대한 기준가격을 전반적으로 조정하고 있기 때문에 비용과 가격 문제를 보완할 수 있다고 하였으며 Menanteau외(2003)도 해마다 일정비율로 낮아지는 기준가격의 도입은 일정조건 하에서 기준가격제도와 경쟁입찰제도가 비슷한 효과를 갖게 된다고 설명하고 있다.

1.2.2. 외국의 신・재생에너지이용 전력공급관련 제도

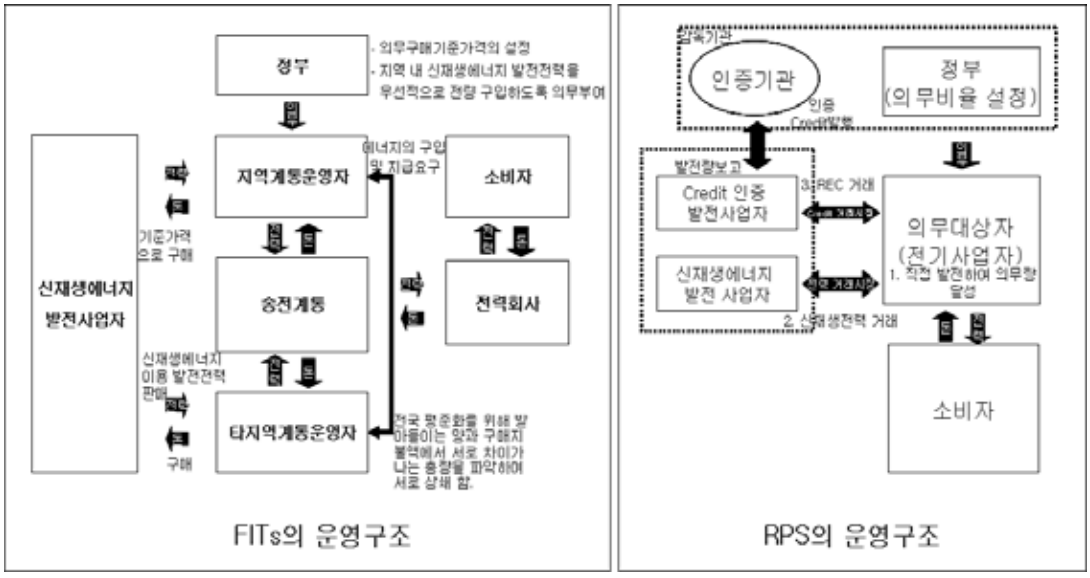
외국의 주요 신・재생에너지전력 보급지원책으로는 Green Pricing 프로그램, 요금상계(Net Metering)제도, FITs, RPS, 경쟁입찰제도 등의 다양한 형태의 제도가 있다. Green Pricing 프로그램은 신·재생에너지 발전전력(Green Power)을 자발적으로 구입하려는 수용가에게 일반 전기요금에 프리미엄을 부과하여 신·재생전력을 판매 및 공급하는 제도이다. 요금상계제도는 자가발전시설에서 생산된 전력 중 자가소비 이상의 초과발전 전력을 계통에 연계하여 계통선에 역송전하는 제도로 요금의 정산은 주별로 차이가 있으나 초과발전 계통송전량에 대하여 월/연간단위로 전력 도매가격이나 소비자가격으로 지불하도록 하고 있다. 경쟁입찰제는 정부가 달성해야 할 총 신・재생에너지발전 설비용량이나 비율을 명시하면 신・재생에너지 발전사업자가 자신의 한계비용 조건을 고려하여 계약입찰가를 제출하는 형식의 제도이다. 영국은 비화석연료 의무제(NFFO; Non-Fossil Fuel Obligation), 프랑스는 EOLE 2005를 통해 경쟁입찰제를 실시하였으나 재정부담의 증가, 기술의 편재성 등의 문제로 각각 RPS제도와 FITs제도로 전환하고 있다.

FITs제도는 독일, 스페인, 덴마크 등 유럽에서 가장 보편적으로 사용되어온 제도로 독일에서 가장 성공적으로 운영되어 독일방식이 기본원형으로 쓰이고 있기 때문에 독일식 FITs라고도 한다. 1991년부터 발효된 "전력매입법(EFL)"의 시작과 함께 시행된 FITs제도는 전력망 운영자에게 전체공급전력의 5%까지 신・재생에너지 발전전력을 구매하도록 의무를 부여하고 바이오매스(설비용량 5MW까지), 소수력, 매립가스(0.5 MW까지)등의 구매가격은 최종소비자 평균전력가격의 80%, 풍력과 태양광은 평균전력가격의 90%로 책정하였다. 그러나 1998년 전력시장 자유화에 따라 전력가격이 하락하면서 소비자의 평균전력가격에 기초해 책정되는 기준보장가격도 하락하여 신・재생발전사업자들의 투자수익률 보장 불확실성에 따른 위험이 발생함에 따라 2000년 4월, "재생에너지법(EEG)"이 제정(동법 개정 2004년 8월)되었다.

현재 독일에서 운영되고 있는 FITs는 [그림 Ⅴ-1]과 같이 정부가 계통운영자에게 지역 내 신・재생에너지 발전전력을 전량 구매하도록 의무를 부과하면 계통운영자는 의무에 따라 정책적으로 책정된 고정가격수준에서 근거리 지역 신・재생 에너지 발전사업자로부터 신・재생전력을 전량 구매하여 비용 상승분만큼 최종소비자에게 전가시켜 판매가 이루어진다. 또한 전 지역의 모든 계통운영자들과 소비자들이 이러한 매입의무와 비용을 동등하게 부담하게 하

기 위하여 평균비율(신・재생매입비율의 전체 평균)보다 많이 받아들인 계통운영자는 그보다 적게 받아들인 다른 송전망 운영자에게 그 운영자가 평균비율에 도달할 때까지 신・재생에너지 구입 및 지불을 요구할 수 있다고 규정하여 서로 차이나는 부분을 상쇄하도록 하고 있다.

고정가격은 신・재생에너지의 형태, 발전소의 규모, 기술 수준, 입지 조건을 기준으로 차별적으로 책정되고 점차적으로 낮게 조정하고 있다. 예를 들어 2005년부터 가동 되는 신규설비의 경우 태양광은 매년 5%, 바이오매스는 1.5%, 풍력은 2%씩 가격을 인하함으로써 시장의 환경변화에 따른 비용인하가능성을 가격에 내재화시키기 위해 노력을 기울이고 있다. 그렇지만 FITs는 시장에서 가격이 결정되지 않는 한계가 있기 때문에 일부 FITs를 시행해오던 미국과 덴마크 등의 국가가 시장기반의 제도인 RPS로 전환하고 있다.



[그림 Ⅴ-1] FITs와 RPS의 운영구조

자료 : BWE 홈페이지, 서세욱외(2004) 참조 재편집

RPS는 FITs와 반대로 시장의 기능에 따라 가격이 책정되어 비용최소화를 꾀할 수 있다는 장점이 있으나 성공적으로 운영되기 위해서는 [그림 Ⅴ-1]과 같이 일반 전력시장과 Credit시장이 존재해야하며, 각종 복잡한 제도적인 기반과 규정이 필요하다. 필요한 관련 규정 및 제도적 기반에는 (1) 에너지원별로 적정한 목표량의 설정 (2) 의무대상자의 선정 (3) 의무불이행에 따른 패널티의 적정수준결정 (4) 인증서 및 크레딧의 거래가능성 규정 (5) 인증서 발행기관의 선정 (6) 거래기간과 거래가격 설정 (7) 인증서의 발급 및 통제, 인증서 거래의 감시

및 감시기관의 설정 등의 여러 복잡한 절차가 필요한 것으로 나타나고 있다(Sawin외 2003).

이러한 문제에 따라 대부분의 국가들은 다른 제도를 먼저 시행한 후 단계적으로 RPS제도를 도입하고 있다. 현재 RPS를 추진하고 있는 국가는 미국, 덴마크, 일본, 이탈리아 등으로 대부분 먼저 FITs를 시행한 후 RPS를 추진하고 있다. 이는 제도적 기반이 없을 경우 RPS가 추진되기 어려움을 간접적으로 시사한다고 볼 수 있다.

1.2.3. 발전차액지원제도의 문제점을 통한 독일 Feed-in tariffs(FITs)의 필요성

현재 우리나라에서 시행되고 있는 발전차액지원제도의 문제점을 살펴보면 다음과 같다. 먼저 기준가격책정에서 독일의 경우에는 재생에너지의 형태, 발전소의 규모, 기술수준, 입지 조건 등의 발전 원가를 고려하여 기준가격을 설정하는 반면 우리나라는 자료 부족으로 중유발전설비의 회피비용으로 잠정 책정하고 있다. 따라서 풍력의 경우 지역별 풍속이나 바람의 방향 등 풍력 자원의 충분한 조사를 거치지 않고 기준가격을 설정하였기 때문에 제주도를 제외한 거의 모든 지역에서 발전 단가조차 고려하지 못하고 있다. 그리고 기준가격이 적용되는 발전규모의 경우 태양광은 3kW이상, 풍력 10kW 이상으로 한정되어 신 · 재생에너지 소규모 발전업자를 배려하고 있지 않고 있다. 즉, 소형발전사업자에게는 대규모 발전사업자와 같은 인센티브를 주지 않아 일반 시민들이 발전사업자가 되기는 어려운 상황이다. 기준가격 보장 기간 또한 발전단가가 높은 태양광의 경우 5년 동안만 보장 되어 높은 초기 투자비를 회수하기 어려워 시장에 신뢰를 줄 수가 없다.

<표 Ⅴ-5> 공급목표달성을 위한 연차별 소요예산

(단위 : 억원)

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	계
○개발부문	950	1,130	1,405	1,625	2,025	2,460	2,895	3,335	3,820	19,645
- 기술개발	650	755	1,005	1,110	1,275	1,560	1,945	2,300	2,670	13,270
- 실증연구	200	225	235	315	450	550	600	650	700	3,925
- 성능평가	100	150	165	200	300	350	350	385	450	2,450
○보급부문	1,670	2,110	3,412	3,824	5,352	7,217	8,888	12,108	14,280	58,861
- 차액지원	105	485	827	1,319	2,217	3,297	4,918	7,643	9,445	30,256
- 보급보조	1,565	1,625	2,585	2,505	3,135	3,920	3,970	4,465	4,835	28,605
소 계	2,620	3,240	4,817	5,449	7,377	9,677	11,783	15,443	18,100	78,506
○보급융자	900	1,340	1,800	2,280	3,300	4,100	6,300	10,600	9,600	40,220
합 계	3,520	4,580	6,617	7,729	10,677	13,777	18,083	26,043	27,700	118,726
○민간투자	1,300	4,900	7,000	9,000	12,400	18,300	21,700	28,500	30,100	133,200

자료 : 산업자원부(2003)

신·재생에너지 보급 확대를 위한 자금 지원도 부족하다. 우리나라의 발전차액지원제도는 기준가격과 전력거래가격간의 차액을 전력산업기반조성기금을 통해 정부가 지원해주는 형태인데, 신·재생에너지 목표량을 달성하기 위해 필요한 차액지원금은 계속해서 증가 할 것이다. <표 Ⅴ-5>은 신·재생에너지 년간 목표량을 달성하기 위해 필요한 신·재생에너지 개발 보급 연차별 소요 예산을 나타낸 것이다. 표의 내용을 살펴보면 보급 목표치를 달성할 경우 개발비, 보급비, 융자 등을 모두 합한 2004~2012년까지의 총사업비는 11조 8726억 원이고 이 중 발전차액지원제도에 의해 정부가 지원해야 할 차액지원금은 3조 256억 원이다.

<표 Ⅴ-6> 전력산업기반조성기금 투자계획

(단위 : 억원)

구 분		2003년	2004년	2005년	합 계
전력수요관리사업		1,433	1,669	1,940	3,102
전력산업연구개발사업		1,161	1,431	1,699	2,592
전력산업인프라구축지원사업		409	536	678	945
보편적전력공급지원사업		866	848	825	1,714
발전소주변지역지원사업		1,895	1,717	1,310	3,612
전기안전관리지원사업		810	830	850	1,640
전원개발지원사업		600	800	1,000	1,400
타에너지 지원사업	국내무연탄발전지원사업	1,586	1,369	1,452	4,407
	LNG발전지원사업	-	-	-	-
	열병합발전지원사업	1,188	1,069	732	2,989
	대체에너지발전지원	62	70	80	212
	합 계	2,836	2,508	2,264	7,608
기금관리비 및 사업운영비		78	87	96	165
합 계		10,763	11,204	11,759	21,967

자료 : 산업자원부(2002)

<표 Ⅴ-6>에 전력산업기반조성기금의 제 1차 계획기간(2003～2005년)의 투자계획을 보면 대체에너지에 대한 지원을 포함하고 있는 타에너지지원사업 항목은 전체기금의 24%를 차지하고 있는데 이 중 대체에너지발전지원을 위해서는 2.8%가 소요될 전망이다. 결과적으로 2003～2005년 동안 전체 전력산업기반조성기금에서 대체에너지지원을 소요될 예산은 0.68%에 지나지 않는다. 이런 현재 상황으로는 전력기반기금을 통한 차액지원금의 지원이 지속되기 힘들 것이다(윤순진, 2002).

이러한 문제점들을 통한 독일의 Fits의 필요성을 살펴보면 다음과 같다.

첫째, 신 · 재생에너지원은 기술수준이 낮고 발전단가가 비싸기 때문에 화석에너지원에 비해 경제성이 낮으므로 이러한 생산비용의 고려 없이 중유발전설비 회피비용으로 기준가격을 설정하는 것은 정확한 신 · 재생 보급 지원 유인책이 되지 못한다. 따라서 독일의 Fits처럼 발전단가를 기반으로 한 기준가격산정 방안이 필요하다. 또한 현 가격 수준에서 책정된 기준가격으로 차액지원 할 경우 전력기반기금으로 지원되는 신 · 재생 차액지원금의 지속가능성 문제가 발생한다. 따라서 독일과 같이 장기적으로는 소비자에게 비용부담을 전가할 수 있는 방안 모색이 요구된다.

둘째, 기준가격이 적용되는 발전규모는 독일의 경우 우선구매대상의 규모에 한정을 두지 않고 전량을 구매하기 때문에 시민들이 발전사업자가 되어 전기회사에 판매하고 있다. 즉, 소규모 발전사업자들에게도 대규모와 같은 인센티브를 주어 시민들이 발전사업자로 참여할 수 있도록 유도하는 것이다. 이처럼 우리나라도 시민들이 발전사업자가 될 수 있도록 우선구매대상의 규모를 한정하지 말고 전량 구매하도록 해야 한다.

셋째, 현재 우리나라는 발전차액지원제도의 차액지원금 문제를 해결하기 위해 새로운 인센티브 제도로 양을 규제하는 RPS제도를 검토하고 있다. 발전의무할당제(RPS)란 전기사업자의 총 발전량(또는 구매량)의 일정비율을 신·재생에너지원으로 발전(또는 구매)하도록 의무화하는 제도이다. 신 · 재생 의무할당제(RPS)는 시장을 통해 자원의 효율적인 분배를 달성하는 가격을 형성할 수 있으나 이를 위해서는 먼저 Credit시장과 신 · 재생 전력시장이 있어야 시행이 가능하다. 실제로 대부분의 EU국가들은 Feed-in tariffs를 통해 먼저 시장을 형성한 후 RPS제도로 이행하고 있다. 이런 유럽의 경험으로 볼 때 우리나라도 먼저 독일과 같은 Feed-in시스템을 통해 선결과제인 신 · 재생 시장을 형성한 후 단계적으로 RPS제도를 도입해야 할 것으로 생각된다.

2. 독일식 FITs에 준하는 경우의 분석방법

현 기준가격에 의한 발전차액 보전제도를 통한 신・재생에너지의 보급이 어떤 거시 경제적 효과를 갖는 가를 분석하기 위해 앞에서 살펴본 바와 같이 독일식 FIT 제도를 도입하되, SO(System Operator)가 신・재생발전으로 인하여 증가되는 소비자가격의 상승분을 소비자에게 부담시키는 경우를 분석하여 본다. (1) 도매시장구입가격은 아래 <표 Ⅴ-7>의 적용대상 전원별 기준가격에 의거하여 SO가 생산자에게 구입하고 (2) 이에 따른 추가적인 공급비용에 따른 소비자의 추가비용을 판단해 볼 수 있는 소매시장 가격상승과 그에 따른 최종소매가격, 소비량의 변화를 살펴보아야 한다. (3) 그 이후 전력가격의 상승과 공급의 변화가 국민경제에 미치는 효과를 투입산출표(Input-Output table)를 이용하여 분석해 볼 수 있다.

<표 Ⅴ-7> 적용대상 전원별 기준가격

<table>
<tr><th rowspan="2">대상전원</th><th colspan="3">기준가격(원/kWh)</th></tr>
<tr><th colspan="2">자가용설비</th><th>사업용설비</th></tr>
<tr><td>태양광</td><td colspan="3">716.40</td></tr>
<tr><td>풍력</td><td colspan="2">계통한계가격(SMP) +
일반발전기 용량정산금(CP)</td><td>107.66</td></tr>
<tr><td>소수력</td><td colspan="2">계통한계가격(SMP) +
일반발전기 용량정산금(CP)</td><td>73.69</td></tr>
<tr><td>조력</td><td colspan="3">62.81</td></tr>
<tr><td rowspan="2">매립지가스</td><td rowspan="2">계통한계가격(SMP) +
일반발전기
용량정산금(CP)</td><td>20㎿ 미만</td><td>65.20</td></tr>
<tr><td>20㎿이상～50㎿ 이하</td><td>61.80</td></tr>
<tr><td>폐기물소각
(RDF 포함)</td><td colspan="3">계통한계가격(SMP) +
일반발전기 용량정산금(CP)</td></tr>
</table>

자료 : 대체에너지 이용 발전전력의 기준 가격지침(2002)

주 : 1) 전기사업법 제31조 제 2항, 동법 시행령 제 19조 제 2항에 따라 자가용전기설비를 설치한 자가 전력시장에서 전력거래를 할 수 있는 경우는 자기가 생산한 전력의 연간 총 생산량의 50% 미만의 범위 안에서 전력을 거래함

2) IGCC의 경우 계획에는 잡혀있으나 현재 적용되는 기준가격이 정해져 있지 않다. 시뮬레이션에서는 기존 화석연료발전설비의 3배정도의 투자규모가 필요한 것을 감안, 기준가격으로 100원/kWh로 잠정 산정하여 보았다. GUI로 구현된, 첨부되는 프로그램에서 기준가격 입력값을 변화시켜 민감도를 평가하여 볼 수 있다.

3. 소매시장 전력가격의 산정

소매시장 전력가격의 산정에는 다음과 같이 몇 가지의 단계를 상정하여 볼 수 있다.

첫 번째 단계에서는 주어진 기준가격에 의거, 신·재생에너지 발전량의 공급단가가 될 것이며 이는 관련 신 · 재생에너지를 이용한 발전량의 비율만큼의 가중치를 가지면서 소매가격의 상승에 영향을 주게 될 것이다.

두 번째 단계에서는 상승된 새로운 소매가격은 용도별 가격탄력성에 의해 용도별 전력소비량에 영향을 주게 된다.

세 번째 단계에서는 용도별 가격탄력성에 의해 영향을 받아 변화된 용도별 전력소비량에 대한 주어진 비율에 따라 새로운 가격이 결정되고, 이는 다시 수요량에 영향을 미치는 과정이 계속적으로 반복되어 균형가격을 만들어가는 과정에 대한 분석이 필요하다.

3.1. 분석에 필요한 표식정리

<표 Ⅴ-8> 분석에 필요한 기본표식

	전력 가격	사용량	가격 탄력성	새 균형 가격	새 균형 사용량
가정	P_r	Q_r	η_r	P'_r	Q'_r
상업	P_c	Q_c	η_c	P'_c	Q'_c
산업	P_i	Q_i	η_i	P'_i	Q'_i
기타	P_o	Q_o	η_o	P'_o	Q'_o

여기서 $Q = Q_r + Q_c + Q_i + Q_o$, $Q' = Q'_r + Q'_c + Q'_i + Q'_o$ 가 성립한다. 또한, k는 신·재생에너지 발전원 $(R_1, R_2, \cdots, R_k)$의 수를 표시한다면 신 · 재생 에너지의 발전비율 r은 $r = \sum_{i=1}^{k} r_i = r_1 + r_2 + \cdots + r_k$로 표시된다.

<표 Ⅴ-9> k개의 신·재생에너지원을 고려한 경우

	전력가격 사용량		전력가격			사용량		
가정	P_r	Q_r	P_r^1	P_r^2	$\cdots P_r^k$	Q_r^1	Q_r^2	$\cdots Q_r^k$
상업	P_c	Q_c	P_c^1	P_c^2	$\cdots P_c^k$	Q_c^1	Q_c^2	$\cdots Q_c^k$
산업	P_i	Q_i	P_i^1	P_i^2	$\cdots P_i^k$	Q_i^1	Q_i^2	$\cdots Q_i^k$
기타	P_o	Q_o	P_o^1	P_o^2	$\cdots P_o^k$	Q_o^1	Q_o^2	$\cdots Q_o^k$

$$\begin{aligned} rQ_i &= Q_i^1 + Q_i^2 + \cdots + Q_i^k \qquad where \quad i \in \mathrm{r,c,i,o} \\ &= r_1 Q_i + r_2 Q_i + \cdots + r_k Q_i \end{aligned}$$

$$r_i = \frac{Q_j^i}{Q_j} \qquad where \quad j \in \mathrm{r,c,i,o}$$

3.2. 분석의 흐름

1) 기존 화석연료를 이용한 발전에 대비한 신・재생발전의 비율 r을 이용하여 신・재생 에너지원에 의해 생산된 발전량의 크기는 rQ가 된다.

2) 이 비율이 주어지면 그에 따라 새로운 도매가격이 결정된다. 단, 신·재생에너지를 이용한 발전량 중 용도별 사용량이 기존의 용도별 가중치와 다르게 될 하등의 이유가 없으므로 용도별비중은 신・재생발전이 포함되기 이전과 동일하다고 전제한다.

   ◦ 용도별 총판매액을 용도별 판매량으로 나누면 새로운 용도별 가격을 구할 수 있다. 즉, i 용도의 총판매량 T_{i0}는 아래

$$T_{i0} = P_{i0} Q_{i0} (1-r) + \sum_{j=1}^{k} Q_{i0}^{j} P_{i0}^{j}$$
$$= P_{i0} Q_{i0} (1-r) + \sum_{j=1}^{k} r_j Q_{i0} P_{i0}^{j}$$

와 같고 이때 새로운 용도별 가격은 이를 용도별 판매량으로 나눈 평균단가로 구할 수 있다. 따라서 i 용도의 새로운 평균단가 P'_i $(= P_{i1})$는

$$P'_i = P_{i1} = \frac{T_{i0}}{Q_{i0}} = P_{i0}(1-r) + \sum_{j=1}^{k} r_{ij} P_{i0}^{j} \qquad (1)$$

로 표시된다. 여기서 P_{i0}는 SMP를 의미한다.

3) 새로운 사용량은 위의 식에서 가격이 변화함에 따라 변하게 되며 이는 가격탄력성의 크기에 따라 결정된다. 여기에서는 용도별 가격탄력성을 감안하여 새로운 용도별 사용량을 계산하고 이를 신 · 재생 에너지 발전원별로 구분하여 내는 방법에 대해 살펴본다.

$$\eta_i = -\frac{\Delta Q_i}{\Delta P_i} \frac{P_i}{Q_{i,}} \qquad where \quad i \in \mathrm{r,c,i,o}$$

$$\frac{\Delta Q_i}{Q_i} = -\eta_i \frac{\Delta P_i}{P_i} = \eta_i \frac{P_i - P'_i}{P_i}$$

$$Q'_i = Q_i + \Delta Q_i = Q_i + \eta_i \frac{P_i - P'_i}{P_i} Q_i = \left(1 + \eta_i \frac{P_i - P'_i}{P_i}\right) Q_i \qquad (2)$$

3.2.1. 분석의 전제

<표 Ⅴ-10> 용도별 평균전력가격 및 가격탄력성 (2003년기준)[1)]

(단위 : 원)

	가격	탄력성	비고
가정	88.00	0.025	주택용
상업	100.59	0.074	일반용(계)
산업	60.30	0.285	산업용(계)
기타(수송)	60.30	0.074	요금(산업용 계 사용) 단 탄력성은 일반용 원용

주: 여기에 주어진 가격은 한국전력 경영통계(2004)를 기준으로 얻은 소매가격이다. 식 (1)에서의 SMP에는 2002.8.1-2003.7.31까지의 기간동안 확인된 시간대별 SMP와 수요량 자료를 이용하여 얻어진 52.901384원/kWh를 적용하였다.

4. FITs 제도 도입이 부문별경제에 미치는 효과분석방법

4.1. 분석의 범위

FITs제도 도입에 따른 각 전력가격의 상승과 공급의 변화가 국민경제에 미치는 효과를 분석한다. FITs제도 도입이 국내 전력시장에서의 생산과 가격에 미치는 영향을 살펴보기 위해 투입산출표를 이용하도록 한다. 투입산출표를 통해 앞에서 얻어진 시나리오별 전력가격변화와 전력수요변화의 결과를 토대로 산업전반에 미치는 효과를 부문별 가격변화율, 부문별 총수요변화율과 부문별 총산출변화율을 살펴본다.

4.2. 투입산출표의 기본구조

기본적인 투입산출표는 <표 Ⅴ-11>과 같다.

<표 Ⅴ-11> 투입산출표의 기본구조

Input-Output Table

	intermediate demand (n endogenous sectors)	final demand	(less) import	total output 총산출액
intermediate input (n endogenous sectors)	$\begin{matrix} x_{11} & x_{12} & \cdots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \cdots & x_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \cdots & x_{nn} \end{matrix}$	$\begin{matrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{matrix}$	$\begin{matrix} m_1 \\ m_2 \\ \vdots \\ m_n \end{matrix}$	$\begin{matrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{matrix}$
value-added (s primary factors)	$\begin{matrix} v_{11} & v_{12} & \cdots & v_{1n} \\ v_{21} & v_{22} & \cdots & v_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ v_{s1} & v_{s2} & \cdots & v_{sn} \end{matrix}$			
total input 총투입액	$x_1 \quad x_2 \quad \cdots \quad x_n$			

<표 Ⅴ-11>의 중간투입부문에서 각 열을 수평으로 읽어 나가면 개별산업의 산출물이 다른 산업의 중간재와 최종소비로 배분(판매)된 내역을 알 수 있고 중간수요부문에서 각 행을 수직으로 읽어 나가면 개별산업의 생산과정에서 중간재의 투입(구매)구조와 본원적 생산요소의 구매내역을 알 수 있다. 모든 항목들은 물량단위가 아닌 화폐단위로 기재되어 있다. x_{ij}는 j산업의 산출물을 화폐단위로 x_j만큼 생산하기 위하여 중간재로 투입되는 i산업의 산출물을 의미하며, 투입계수는 $a_{ij} \equiv x_{ij}/x_j$로 정의되며, 따라서 $x_{ij} = a_{ij}x_j$가 성립한다. v_{cj}는 j산업의 산출물을 화폐단위로 x_j만큼 생산하기 위하여 투입되는 본원적 생산요소 c의 화폐가치(또는 부가가치)에 해당하며, 부가가치계수는 $b_{cj} \equiv v_{cj}/x_j$로 정의되며, 따라서 $v_{cj} = b_{cj}x_j$가 성립한다. 투입계수행렬은 a_{ij}로 구성된 $n \times n$크기의 행렬 $A \equiv [a_{ij}]$에 해당하며, 부가가치행렬은 b_{cj}로 구성된 $s \times n$크기의 행렬 $B \equiv [b_{cj}]$에 해당한다. 그리고 편의를

위하여 산출액벡터를 $\mathrm{x} \equiv [x_i : i = 1, \cdots, n]$, 최종수요벡터를 $\mathrm{y} \equiv [y_i : i = 1, \cdots, n]$, 수입벡터를 $\mathrm{m} \equiv [m_i : i = 1, \cdots, n]$ 으로 각각 표기하자. 부가가치 항목에 대해서는 다음의 관계가 성립한다.

$$(\text{부가가치}) = (\text{피용자보수}) + (\text{영업잉여}) + (\text{고정자본소모}) + (\text{간접세} - \text{보조금})$$

여기서 국내부문과 해외부문으로 세분화된 투입산출표를 제시할 수도 있다. 국내부문과 해외부문이 세분화되는 경우에는 중간재와 최종수요에 d 와 m 의 상첨자를 붙여서 사용한다. 예를 들어 $x_{ij} = x_{ij}^d + x_{ij}^m$, $A = A^d + A^m$ 등의 관계가 성립한다. 특정 내생부문의 총산출 변화가 다른 부문에 미치는 생산효과를 파악하기 위해서는 먼저 최종수요의 변화가 시초로 발생한 내생부문(h 로 표기)을 외생화하여야 한다. 조정된 투입산출표의 중간재투입부문에 대응하는 투입계수행렬은 아래와 같이 분해될 수 있다.

$$A \equiv \begin{bmatrix} A_{-h} & A_h \end{bmatrix}$$

이 표식을 사용하여 내생부문 h 의 총산출변화에 따른 생산유발효과를 측정하는 기본 식은 아래와 같이 표현된다.

$$A_{-h}\mathrm{x}_{-\mathrm{h}} + \mathrm{A}_{\mathrm{h}}\mathrm{x}_{\mathrm{h}} + \mathrm{f}_{-\mathrm{h}} = \mathrm{x}_{-\mathrm{h}}$$
$$\Rightarrow \mathrm{x}_{-\mathrm{h}} = \left(\mathrm{I} - \mathrm{A}_{-\mathrm{h}}\right)^{-1}\left(\mathrm{A}_{\mathrm{h}}\mathrm{x}_{\mathrm{h}} + \mathrm{f}_{-\mathrm{h}}\right)$$

따라서 내생부문 h 의 총산출변화에 따라 유발되는 부문별 생산유발효과의 크기는 아래와 같다.

$$\dot{x}_{-h} = (I - A_{-h})^{-1} A_h \dot{x}_h$$

내생부문의 가격변화에 따른 가격변화 파급효과를 파악하기 위한 투입계수행렬의 분해는 아래와 같이 국내부문과 해외부문을 구분한 후 중간재수요부문에 대하여 이루어진다.

$$A \equiv \begin{bmatrix} A_{-h} \\ A_h \end{bmatrix}, \quad A_d \equiv \begin{bmatrix} A_{d,-h} \\ A_{d,h} \end{bmatrix}, \quad A_m \equiv \begin{bmatrix} A_{m,-h} \\ A_{m,h} \end{bmatrix}$$

가격에 관련한 기본 식은 아래와 같다.

$$p_{d,-h} = A'_{d,-h} p_{d,-h} + A'_{m,-h} p_{m,-h} + A'_{d,h} p_{d,h} + A'_{m,h} p_{m,h} + \sum_{c=1}^{s} D(b_{c,-h}) p_{v,c,-h}$$
$$\Rightarrow p_{d,-h} = (I - A'_{d,-h})^{-1} \left(A'_{m,-h} p_{m,-h} + A'_{d,h} p_{d,h} + A'_{m,h} p_{m,h} + \sum_{c=1}^{s} D(b_{c,-h}) p_{v,c,-h} \right)$$

따라서 내생부문 h의 가격변화에 따라 유발되는 부문별 가격파급효과의 크기는 아래와 같다.

$$\dot{p}_{d,-h} = (I - A'_{d,-h})^{-1} \left(A'_{m,-h} \dot{p}_{m,-h} + A'_{d,h} \dot{p}_{d,h} + A'_{m,h} \dot{p}_{m,h} + \sum_{c=1}^{s} D(b_{c,-h}) \dot{p}_{v,c,-h} \right)$$

예를 들어, 부문 h의 가격변화($\dot{p}_{d,h}$)가 타 부문의 가격변화에 미치는 영향($\dot{p}_{d,-h}$)을 파악하는 경우 위의 마지막 식에서 $\dot{p}_{m,-h} = 0$, $\dot{p}_{m,h} = 0$, $\dot{p}_{v,c,-h} = 0$을 가정한 후 나머지 항에 대하여 계산을 한다.

RPS제도의 도입이 산업과 경제전반에 미치는 영향을 파악하기 위하여 산업연관표(한국은행, 2004)의 404개 부문을 39개 산업부문으로 재분류하여 사용하였으며 최종수요의 가격탄력성은 Sonn and Kim(2002, p.16)에서 계측한 수치를 사용하였다.

4.3. 분석 시나리오의 설정

이 기본시나리오에 의하면 2011년 기준으로 신·재생에너지 발전이 총발전량에서 차지하는 비중이 3.09%, 2020년 기준으로는 8.0%에 이르는 것으로 잡았다. RPS도입으로 인한 의무비율의 크기를 변화시킴으로써 전력가격과 생산에 미치는 영향을 알아보기 위해, 2004년 이후 이 기본시나리오 대비 1.2, 1.5, 2, 4배로 의무할당비율을 높임으로 해서 나타나는 변화를 살펴본다.

<표 Ⅴ-12> 분석의 기본시나리오

(단위: GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
태양광	8	16	39	88	158	262	410	767	1365	1690	3096
풍 력	53	153	274	504	920	1445	2606	3526	5246	6494	11897
소수력	202	224	248	445	681	918	1194	1470	1786	2211	4050
LFG	616	1233	1849	2465	3081	3384	3698	4000	4314	5340	9784
IGCC					79	79	79	2138	4356	5392	9879
해양에너지				3	3	573	573	843	1726	2137	3915
소계	879	1625	2409	3504	4923	6661	8560	12744	18793	23264	42622
총발전량	288594	299981	311051	321179	330452	339452	347673	355321	362924	465277	532772
총발전량 (KEEI)	293780	312056	325161	339140	353304	367654	382826	398433	411802	465277	532772
소계비중 (%)	0.30	0.54	0.77	1.09	1.49	1.96	2.46	3.59	5.18	-	-
소계비중 (%) (KEEI)	0.30	0.52	0.74	1.03	1.39	1.81	2.24	3.20	4.56	5.00	8.00

주 : 1) 총발전량(KEEI)은 KEEI 내부자료를 이용한 것으로 앞의 표와 약간의 차이를 보인다. 그러나 용도별 전력수요예측량이 구분되어 있고 2020년까지의 전망이 포함되어 있으므로, 본 연구의 목적상 이 자료를 기준으로 삼았다.

2) 신·재생에너지원으로는 분석의 편의를 위해 연료전지를 제외하고, 현재 계획되어 있는 해양에너지,, IGCC를 포함, 태양광, 풍력, 소수력, LFG를 이용한 발전계획량만을 반영하여 기준시나리오로 삼는다.

3) 2015, 2020년의 기준설정은 2011년 신·재생에너지를 이용한 발전량 소계 중 이들 신·재생원별 구성이 차지하는 비중이 그대로 유지된다는 가정 하에서 이루어졌다.

5. 기술발달과 기준가격의 관계를 고려한 신재생에너지 보급의 거시경제적 효과분석

에너지관리공단의 기술연구회 제공 자료를 근거로 기술발달과 이에 따른 각 원별 기준가격의 관계를 살펴보았다.

기본적인 방법은

1. 기준년도의 기준가격을 보장할 경우 확보할 수 있는 내부수익율(IRR)을 산정한다.
2. 시장의 성숙, 자재단가의 하락 등을 감안하되 산정된 IRR을 계속 유지시킬 수 있는 기준가격을 산정하여 본다.
3. 산정된 기준가격과 건설단가의 하락률 간의 관계를 파악한다.
4. 3에서 평가된 결과를 아직 경제성평가 프로그램에 의거하여 위의 계산이 가능하지 않은 LFG, 소수력 등의 경우에 대략의 시나리오를 산정하는 근거로 사용한다.

<PV 기준가격 산정시 고려사항>

	일평균수평면일사량	비고
광주	3.65 kWh/m^2.day	(1981년에서 2001년)
목포	3.88 kWh/m^2.day	
서울	3.20 kWh/m^2.day	
대구	3.54 kWh/m^2.day	

* 광주, 목포, 서울, 대구의 가중치 각각 25%

* 2006년 이후 기준가격은 내부수익율이 2005년의 할인율과 같도록 하는 전력판매가격임.

* 할인율 : 7%

* 검토기간 : 30년

* 설치 보조금, 부채, 유지보수비는 없는 것으로 가정

* 물가상승율 등은 고려하지 않음

* 계통운영식, 고정식어레이, 단결정실리콘태양전지

* 경사각 30도

* 어레이 손실 10%

< 풍력 기준가격 산정시의 전제조건>

1) 환율

- 1 US$ = 0.9328euro

- 1 US$ = 1200원

2) 설비 이용율: 23% (전국 공동 적용, 2003년 현재 평균설비 이용율)

- 자료:에관공 2004 대체에너지원별 기술자료 Page49

3) 시설용량: 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획 Page8

4) 전액현금 투자(부채율=0)

5) project life : 20년

6) 기타 물가상승율등의 escalration rate는 '0'이라고 가정

< SWH(Solar Water Heating) 기준가격 계산 시 전제조건 >

1) 집열판 단위 면적당 공급 전력량은 연간 261.76kwh/㎡로 일정하다고 가정
   - 서울지역에 유창형 집열판 적용
   - 1 US$ = 1200원
2) 시설용량: 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획 Page8
3) 전액현금 투자(부채율=0)
4) project life : 20년
5) 기타 물가상승율 등의 escalation rate는 '0'이라고 가정

< 기타 신재생에너지원의 기준가격 계산 시 전제조건 >

◦ 기술발달에 의한 투자비 단가는 년평균 3%씩 하락하고, 이 하락률의 80%정도가 기준가격을 하락시키는 것으로 잠정 평가하여, 이를 LFG, IGCC, 해양의 경우에 일괄 적용하였다.

<표 Ⅴ-13> 기술연구회 자료를 근거로 산정한 각 신재생에너지원별 기준가격

	풍력		SWH		PV	
년도	기준가격	건설비 (euro/kw)	기준가격	평판형 (만원/m2)	기준가격	pv 설치단가
2005	107.66	746	68.05	75	716.4	7055
2006	104.59	721	63.51	70	699	6854
2007	101.39	695	54.09	60	673.75	6551
2008	98.4	670	54.09	60	648.25	6249
2009	95.34	645	45.01	50	614.25	5846
2010	92.63	623	45.01	50	589.25	5543
2011	90.82	608	45.01	50	572.75	5342
2012	89.15	594	45.01	50	549.25	5040
년평균 증가율	-0.027	-0.032	-0.057	-0.056	-0.037	-0.047
기준가격증가율/건설단가증가율	0.830		1.019		0.794	

분석의 결과는 <표 Ⅴ-12>의 분석시나리오를 기준으로 삼고, 기준가격이 기준년도 이후 전혀 변하지 않는 경우와 건설단가의 저감, 기술발달에 따른 투자비저감 등의 효과를 감안한 <표 Ⅴ-13>의 경우를 서로 비교하여 그 차이를 확인하는 방법으로 진행하고자 한다.

아래에서는 기술개발의 유무에 따라 1) 기준안대로 신재생에너지를 이용한 발전이 이루어지는 경우, 차이나는 발전차액보전에 필요한 재정규모의 비교를 시도하고, 2) 용도별 전력의 가격변동폭의 변화와 발전에 동원되는 신재생에너지원의 규모, 그리고 3) 최종 산업부문별 거시경제적 효과를 비교하고자 한다. 다만 1)이외의 분석 결과는 첨부 부록 1, 2의 자료를 참조하면 될 것으로 판단된다.

5.1. 발전차액보전을 위해 필요한 재정규모의 비교(년도별, 원별, 기술개발여부별)

분석에서는 SMP 가격이 52.90134원(2003-4년 실적평균)이라고 가정하고, 기술개발 등의 이유로 주어진 내부수익률을 만족시키는 기준가격이 SMP 가격 이하로 나타나는 경우에는 더 이상 보조금 지급이 없는 것으로 하였다.

기술개발이 없다고 가정한 경우, 2011년에 목표치를 달성하기 위해서는 년간 약 1조 5천억의 발전차액의 보전이 필요한 것으로 파악되었다. 또 이 기간까지 필요로 하는 발전차액의 보전액의 누적규모는 약 3조 6천억, 그 중에서 2조 5백억 가량이 태양광발전의 차액보전에 필요한 규모로 파악되고 있다.

발전차액의 보전이란 그 특성상 설비가 가동되는 한에서는 지속적으로 지급되어야 한다는 제도적 특성이 있으며, 특단의 대책이 없이는 소비자의 부담이 심각하게 누적될 것으로 판단되며 2020년까지의 누적 발전차액보전 필요액은 31조원이라는 천문학적인 규모로 나타났다.

<표 Ⅴ-14> 기술개발이 없는 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모(년도별)

BAU대비 1.00 배의 신재생 발전목표 시나리오시 (단위: 백만원)

년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	5,307	2,902	4,198	6,527	0	0	18,934
2004	10,612	8,375	4,655	13,063	0	0	36,705
2005	25,859	14,994	5,152	19,584	0	0	65,589
2006	58,320	27,566	9,240	26,095	0	30	121,252
2007	104,636	50,283	14,130	32,593	3,714	30	205,386
2008	173,355	78,907	19,031	35,766	3,710	5,662	316,433
2009	270,928	142,121	24,721	39,034	3,706	5,655	486,164
2010	505,324	191,721	30,344	42,096	99,989	8,294	877,768
2011	895,287	283,969	36,703	45,198	202,808	16,906	1,480,871
2015	1,628,649	516,611	66,778	82,234	249,547	20,807	2,564,627
2020	2,953,891	936,897	121,103	149,132	452,579	37,733	4,651,335

<표 Ⅴ-15> 기술개발이 없는 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별 누계)

BAU대비 1.00 배의 신재생 발전목표 시나리오시 (단위: 백만원)

년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	5,307	2,902	4,198	6,527	0	0	18,934
2004	15,919	11,276	8,853	19,590	0	0	55,639
2005	41,778	26,270	14,005	39,174	0	0	121,228
2006	100,098	53,837	23,246	65,270	0	30	242,480
2007	204,734	104,120	37,376	97,863	3,714	59	447,866
2008	378,090	183,027	56,407	133,629	7,424	5,721	764,299
2009	649,018	325,148	81,128	172,663	11,130	11,376	1,250,463
2010	1,154,342	516,869	111,472	214,760	111,119	19,670	2,128,231
2011	2,049,629	800,838	148,175	259,958	313,927	36,576	3,609,102
2015	7,464,181	2,518,319	370,174	533,338	1,242,007	113,954	12,241,976
2020	19,583,152	6,362,232	867,039	1,145,202	3,098,838	268,767	31,325,235

에너지관리공단의 기술연구회의 시나리오에 따른 기술개발을 가정한 경우, 2011년에 목표치를 달성하기 위해서는 년간 약 9.1천억의 발전차액의 보전이 필요한 것으로 파악되어 앞서의 경우에 비해 약 60% 규모에 불과한 금액이 산정되었다. 또 이 기간까지 필요로 하는 발전차액의 보전액의 누적규모도 약 3조 6천억에서 2.3조의 규모로 줄 것이 예상되고 2020년까지의 누계도 31조원의 절반에 못 미치는 규모로 나타났다.

<표 V-16> 기술개발을 감안한 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모(년도별)

BAU대비 1.00 배의 신재생 발전목표 시나리오시 (단위: 백만원)

년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	5,093	2,750	3,841	5,589	0	0	17,273
2004	9,774	7,512	3,872	9,352	0	0	30,510
2005	22,855	12,708	3,869	11,338	0	0	50,770
2006	49,456	22,039	6,209	11,621	0	12	89,336
2007	85,132	37,851	8,405	10,263	2,813	8	144,472
2008	135,315	55,813	9,889	6,707	2,644	795	211,163
2009	202,888	94,251	11,032	2,466	2,478	49	313,164
2010	363,198	118,969	11,373	0	62,638	0	556,178
2011	617,935	164,522	11,199	0	118,733	0	912,389
2015	951,674	218,604	2,701	0	107,000	0	1,279,979
2020	1,463,076	265,272	0	0	129,825	0	1,858,173

<표 V-17> 기술개발을 감안한 경우, 독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별 누계)

BAU대비 1.00 배의 신재생 발전목표 시나리오시 (단위: 백만원)

년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	5,093	2,750	3,841	5,589	0	0	17,273
2004	14,867	10,262	7,713	14,941	0	0	47,783
2005	37,722	22,970	11,582	26,279	0	0	98,553
2006	87,178	45,009	17,791	37,900	0	12	187,889
2007	172,310	82,860	26,196	48,163	2,813	20	332,361
2008	307,625	138,673	36,085	54,870	5,457	815	543,524
2009	510,513	232,924	47,117	57,336	7,935	864	856,688
2010	873,711	351,893	58,490	57,336	70,573	864	1,412,866
2011	1,491,646	516,415	69,689	57,336	189,306	864	2,325,255
2015	4,797,734	1,309,708	93,240	57,336	634,906	864	6,893,786
2020	11,090,310	2,542,732	98,642	57,336	1,238,381	864	15,028,263

5.2. 용도별 전력의 가격 변동폭의 변화와 발전에 동원되는 신재생에너지원의 규모

5.3. 최종 산업부문별 거시경제적 효과 비교

각 첨부 부록 1, 2 참조

Ⅵ. 본 연구의 한계와 향후 연구 추진방향

1) 본 연구에는 연구에 필요한 관련기초데이터 베이스 (풍속자료, 일사량, 소수력의 유량자료, 관련설비의 효율, 내구성, 손실률 등)의 사용이 필수적이나 이러한 자료의 구체적인 내용을 구득할 수 없는 경우가 많다. 예를 들어 현재 에너지기술연구원에서 진행된 저해상도 풍속자료(사방 10km)로는 본 연구에서 필수적인 site-specific 한 데이터로 사용이 불가능할 것으로 예상된다. 현재 풍력단에서 예상하는 고해상도 (사방 1km) 자료의 생산은 향후 2-3년 후에나 가능할 것이나 이 역시도 정작 필요한 복잡지형하의 site-specific 한 데이터는 아님을 확인하여야 한다.

결국 본 프로그램에 적합한 데이터의 사용은 실제 site에서 생성된 자료를 근거로 관련 투자비 등의 자료와 함께 사용되는 것이 합당할 것이며, 이들 자료는 현재로는 쉽게 구할 수 있는 정보가 아니다. 본 연구에서 포함시킨 사례분석이 이에 근접하는 자료이지만 자료의 상세함이 본 프로그램이 필요로 하는 정도의 상세한 정보가 모두 주어진 경우는 거의 없다고 해도 과언이 아니다.

2) 이러한 문제는 특히 민간의 투자관련 실적자료인 경우 더욱 구득하기 힘들다. 이러한 경우에는 궁극적으로는 사적인 영업상 기밀에 해당하는 경우가 대부분일 것이기 때문에 사용자가 관련정보를 얼마나 자세히 확보하는가에 평가의 결과가 달라질 것으로 판단된다. 향후 보급보조사업이 진행될 경우, 규제기관은 투자비 보조의 반대급부로 이러한 정보를 체계적으로 제공받을 수 있는 틀을 구축함으로써 관련 연구의 기초자료로 활용될 수 있는 길을 마련하는 것이 시급함을 보여준다.

3) 프로그램은 일단 작성된 이후에도 관련 산업의 변화나 관련 연구결과를 반영하여 새로운 버전으로 update하는 것이 필요할 것이다. 따라서, 현재 제시된 프로그램이라 하더라도 지속적인 수정과 개선과정이 없다면, 개발된 프로그램은 오래지않아 그리 쓸모있는 도구가 되지 못할 가능성이 많음을 지적한다. 한 가지 방법은 모든 신재생에너지원에 대한 프로그

램을 한꺼번에 개발, 수정하는 대신 관련 전문분야별로 지속적인 update를 가능하게 하는 체계를 구축하는 것이다.

4) 이와 관련하여 각 에너지원별 경제성평가상에서 사용되는 경험적 지표로 사용될 수 있는 여러가지 정보 (예, 손실률 등)은 관련 분야의 추가적인 연구의 결과로 얻어질 수 있는 내용이다. 결국 이러한 내용들은 관련 분야의 지속적인 연구가 축적되면 좀 더 자세한 정보가 프로그램에서 사용될 수 있게 될 것임을 의미한다.

결론적으로 본 연구진은 다음의 사항들을 지적한다.

- ‘신・재생에너지시스템의 경제성 평가’과제는 본 연구보고서로 끝나는 것이 아니며 향후 위에 지적된 광의의 연구들이 다양한 측면에서 지속적으로 진행될 필요가 있음을 지적한다.
- 또한 본 연구의 결과에 완벽이라는 단어를 사용할 수는 없을 것이며, 좀 더 정확한 결과를 얻기 위해서는 관련 분야의 추가적인 연구결과가 계속적으로 update 될 수 있는 체계가 마련되어야 할 것이다.
- 연구의 결과로 추가 확인되는 필요성, 새로운 접근 방법과 연구방안 등에 따라 각 신재생에너지원별로 추가 연구가 지속적으로 진행된다는 가정 하에서 본 연구의 결과 얻어진 프로그램이 유용성을 확보할 수 있을 것이다.
- 결론적으로 관련 연구에 관한 지속적인 관심이 필요함을 지적한다.

Ⅶ. 참고문헌

Ackermann, Thomas., Andersson, Göran. and Söder, Lennart., 2001, "Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation", Renewable Energy, Vol.22, 197~204

Akpinar, E.K. and Akpinar, S., 2004, "A statistical analysis of wind speed data used in installation of wind energy conversation system.", Energy conversation and Management, In Press, Corrected Proof, Available online 2004

AWEA, 2003, "Global Wind Energy Market Report" http://www.awea.org

AWEA, 2004.3, Global Wind Energy Market Report.

BLACK & VEATCH, 2003, Nebraska Photovoltaic System Case Study : Water Pumping Application

Dinica, Valentina., 2004, "Support systems for the diffusion of renewable energy technologies－an investor perspective", Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online 10 August 2004

Dowell, A.C. and C.E. Oram, 1996, "A hysteresis-free wind pump, Wind Energy Conversion 1996, Mechanical Engineering Publications Limited", 75~80

Duffie, J., A., Beckman, W., A., 1991, "Solar Engineering of Thermal Process"John Wiley & Sons, Inc.

Erge, T., Hoffmann, V.U. and Kiefer, K., 2001, "The German experience with grid-connected PV-systems" Solar Energy, Vol.70, 479~487

European Commission, 1999, "Electricity from renewable energy sources and the internal electricity market", Working Paper of the European Commission, SEC 99470, Bruxelles.

EWEA, 2003, "WIND ENERGY AND THE ENVIRONMENT"

EWEA, 2003, "WIND POWER TARGETS FOR EUROPE: 75,000 MW by 2010,"

http://www.ewea.org

EWEA, 2003, "WIND POWER TECHNOLOGY"

EWEA, 2003, "Wind Energy - The Facts Vol.2 Costs & Price

EWEA, 2004, Wind Force 12.

Geweke, John, 1996, "Monte Carlo simulation and numerical integration, in Hans M. Amman, David A. Kendrick and John Rust, eds., Handbook of Computational Economics", Volume I, Elsevier, Chapter 15.

ISET, http://www.iset.uni-kassel.de

ISSN, 2002, "'Out of the laboratory and into the market place,' PV systems' goal is to become applicances", 1473~8325

Jaramillo, O.A. and M.A. Borja, 2004, Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico; a bimodal probality distribution case, Renewable Energy, Volume 29, 1613~1630.

Jung, Yonghun, 2002, "Growth of Energy Demand and Supply Diversification in the NE Asia"

Krenz, Jerrord H., "Energy Conversion and Utilization, Allyn and Bacon", Inc., 430~439.

Lauber, Volkmar., 2004, "REFIT and RPS: options for a harmonised Community framework", Energy Policy 32, 1405~1414

Menanteau, Philippe., Finon, Dominique. and Lamy, Marie-Laure., 2003, "Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy", Energy Policy 31, 799~812

Meyer N.I. and Koefoed, A.L., 2003, "Danish energy reform: policy implications for renewables", Energy Policy 31, 597~607

Meyer, N.I., 2003, "European schemes for promoting renewables in liberalisedmarkets", Energy Policy 31, 665~676

Morthorst, P.E., 2003, "National environmental targets and international emission

reduction instruments", Energy Policy 31, 73~83

OECD, 2002. "Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector", Information Paper.

RETScreen 매뉴얼, http://www.retscreen.net/

Rowlands, I. H., 2004, "Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada", Renewable and Sustainable Energy Reviews 9, 51~68

Silverman, B.W., 1986, "Density Estimation for Statistics and Data Analysis, London: Chapman and Hall"

Stine, W., B., Geyer M., "Power From The Sun", 2001 (http://www.power-fromthesun.net/book.htm)

van Rooijen, Sascha N.M. and van Wees, Mark. T., 2004 "Green electricity policies in the Netherlands: an analysis of policy decisions", Energy Policy, In Press, Corrected Proof, Available online 3 August 2004

Wilcox, Rand R., 1997, "Introduction to Robust Estimation and Hypothesis Testing, Academic Press"

Wind Power Monthly, 2001, Vol. 17, No. 9

Wind Power Monthly, 2002, "The Windindicator", http://www.wpm.co.nz

Wind Power Monthly, 2002, Vol. 18, No. 5

Winkler, Harald. 2003, "Renewable energy policy in South Africa : policy options for renewable electricity", Energy Policy 33, 27~38

강원도청, 2003, "풍력발전 현황조사표" 내부자료

경남호, 2004. 12. '아주대 세미나자료', 에너지기술연구원,

국가 수자원관리 종합정보시스템, http://www.wamis.go.kr

기상청, 홈페이지(http://www.kma.go.kr).

김광호 및 최항철, 2001, 풍력에너지의 이용, 대한설비공학회, 설비저널.

김유진, 장하나, 하정우, 2004, “독일의 Feed-in tariffs통해 본 한국의 발전차액지원제도의 개선방향” 자원경제학회 추계 학술대회 2004년 12월 9일 발표논문

김진오, 2004, “신·재생에너지 정책비젼” 에너지경제연구원

김정완, 이의준외, 2004, “신・재생에너지 원별 경제성 분석과 통계체계 개선방안 연구”, 산업자원부 연구보고서

대체에너지 개발 및 이용 보급촉진법, 2003년 5월 27일 제정(법률 제06885호), 2004년 3월 29일 개정(대통령령 제18344호)

대체에너지이용 발전전력기준가격지침 2002년 5월 27일 제정(산업자원부고시 제2002-108호) 2004 10. 20일 개정(산업자원부고시 제2004-104호)

덴마크 풍력산업 협회, http://www.windpower.org

독일 재생에너지 법, 2000년 2월 25일 제정, 2004년 4월 20일 개정

독일 전력매입법, 1991년 1월1일 발효, 2000년 4월 1일 까지 시행

독일 풍력협회, http://www.wind-energie.de

박완순, 이철형, 2003. “소수력발전소의 성능예측 기법”, 한국 수소 및 신에너지 학회 논문집 제 14권 제 1호, pp. 61~68

산업자원부, 2002, “주택용 3kW급 PV시스템 및 가정용 태양열온수기 실증연구”

산업자원부, 2003, “대체에너지 보급통계”, http://www.mocie.go.kr/

산업자원부, 2004, “산업통계자료-대체에너지 보급촉진 지원현황”

산업자원부, 2004, “신・재생에너지 원별 경제성 분석과 통계체계 개선 방안 연구”

산업자원부, 2004, “신・재생에너지 이용 의무화를 위한 적용 모듈 개발 연구”

서세욱, 2003, “재생가능에너지 보급배경과 보급지원책”, 에너지 기술 자료실 http://www.portalenergy.com/

안교상, 임희천, 강병삼, 2000, “중규모 태양광 발전시스템의 운전특성 분석”, 전력연구원

에너지경제연구원, 2003, 발전부문 CDM 프로젝트의 온실가스 baseline 연구.

에너지관리공단, 2004, 국내 에너지 절약사업의 온실가스 배출량 계산을 위한 베이스라인 설정 지침서(안) 마련.

에너지관리공단, 신・재생에너지센터, http://kemco.or.kr/

유넵한국위원회, "풍력에너지" http://www.unep.or.kr/

유니슨 홈페이지 http://unison.co.kr/

윤순진, 2003. "지속가능한 에너지체제로의 전환을 위한 에너지정책 개선방향: 재생가능에너지관련 법, 제도에 대한 비판적 검토를 바탕으로", 한국사회와 행정연구 14권 1호, 서울행정학회, 269~299

윤천석, 2004, "대체에너지" 인터비젼 출판사

이수갑, 2004, "풍력 발전의 개발 및 보급 전략" http://electric.iin.co.kr/upload/ukwan

장영석, 2003, "부산지역 풍력발전 기초 조사" http://nengjung.kit.ac.kr/~ysjang

조덕기, 강용혁, 이의준, 오정무, 2004, "국내 태양광발전시스템의 최적 설치에 관한 연구", 한국태양에너지학회, Vol.24, No.3

태양광발전모니터링시스템, http://solarmon.s-energy.co.kr

태양광사업단 http://www.solarkorea.org/

태양에너지 데이타베이스, http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen

풍력사업단, 홈페이지(http://www.kwedo.or.kr).

하정우, 2004, "대관령 풍력단지의 풍력발전량 및 경제성 분석", 한국에너지 기술연구원, 제16회 신・재생에너지 워크샵, 389~403

하정우, 2006, "국내 풍력 발전의 경제성 분석", 아주대학교 공학석사학위논문

한국과학기술정보연구원 홈페이지 http://www.portalenergy.com/

한국에너지기술연구소, 1999, "태양광발전기술개발" http://www.kier.re.kr/

한국에너지기술연구원, 2002, "태양에너지이용 시범주택의 에너지성능평가"

한국전기연구원, 2002, 도서지역 전역수요예측 및 수급계획 수립방안 연구

한국전기연구원, 내부자료

한국전력거래소, 2004.4, 전력시장 운영실적 보고서

Duffie.J.A and Beckman, W.A., Solar Engineering of Thermal Process

송달순, 태양열 난방장치 설계를 위한 f-chart 개발, 1986, 대한설비공학회, 공기조화 냉동공학 Vol. 15, No. 3, pages 292~299

부록 1. 국내 신·재생에너지 현황 및 전망

본 절에서는 국내 신・재생에너지 현황과 전망을 살펴봄으로써 향후 경제성 분석 도구의 필요성을 재확인하고자 한다.

1. 신·재생에너지 현황

<부표 1>은 '연도별 신・재생에너지 공급비중과 증가율' 실적을 신・재생에너지 원별 자료와 통합하여 비교한 자료이다. 신・재생에너지 전체로 보아 1993년 이후 그 절대치와 1차에너지에 대한 구성비도 계속 증가를 보이는 것으로 나타난다. 그 내용을 자세히 살펴보면, 2002년 현재 폐기물에 의한 신・재생에너지 공급 비중이 가장 높은 것으로 나타났다. 뒤를 이어 바이오, 태양열, 소수력의 순이다. 그리고 <부표 2>의 신・재생에너지보급지원실적을 살펴보면, 2000년을 최저점으로 지원실적이 점차 증가하고 있음을 알 수 있다.

<부표 1> 연도별 신・재생에너지 공급비중과 증가율

(단위 : TOE)

구분	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1차에너지(A) (천TOE)	126,879	137,234	150,437	165,209	180,639	165,932	181,365	192,888	198,410	209,112
증가율(%)	9.4	8.2	9.6	9.8	9.3	△8.1	9.3	6.4	2.8	5.4
신・재생에너지 공급량(C) (천TOE)	649.6	777.9	908.5	1,161.90	1,421.30	1,715.70	1,900.60	2,131.00	2,457.6	2,922.30
증가율(%)	17.6	19.8	16.8	27.9	22.3	20.7	10.8	12.1	15.3	18.9
C/A×100(%)	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	1	1.1	1.1	1.2	1.4
태양열	14,141	16,839	22,083	32,016	45,543	43,957	42,105	41,689	37,174	34,777
태양광	2,016	2,153	2,245	2,560	3,078	3,747	4,486	5,051	5,911	6,735
바이오	58,830	57,239	59,174	50,421	67,582	63,178	64,949	82,004	82,457	116,790
폐기물	545,550	678,832	804,496	1,056,440	1,282,457	1,577,194	1,760,510	1,977,662	2,308,001	2,732,515
소수력	28,785	22,538	20,435	20,349	22,451	27,228	27,123	20,456	20,933	27,645
풍력	313	303	108	87	202	369	1,460	4,171	3,148	3,720
지열	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122
합계	649,635	777,904	908,541	1,161,873	1,421,313	1,715,673	1,900,633	2,131,033	2,457,624	2,922,304

자료 : 산업자원부(2003)

<부표 2> 신·재생에너지보급 지원 실적

(단위 : 백만원)

	1998	1999	2000	2001	2002	계
기술개발지원	20,724	18,201	18,192	35,287	38,670	131,074
보조금지원	132	1,191	610	660	1,250	3,843
융자금지원	254,282	14,322	11,707	8,498	16,980	305,789
발전차액지원				68	1,893	1,961
지역에너지사업	7000	7811	8600	16992	21992	62,395
계	282,138	41,525	39,109	61,505	80,785	505,062

자료 : 산업자원부 등(2003)

주 : 융자금지원 실적 중 1998년 수치는 과년도 누적임.

<부표 3> 2002년도 신·재생에너지 기술개발지원금실적 대비 공급실적

구분	기술개발 지원금(백만원)[A]	공급량(TOE)[B]	B/A
태양열	3,303	34,777	10.5
태양광	6,635	6,735	1.0
바이오	2,356	116,790	49.6
폐기물	4,826	2,732,515	566.2
소수력	314	27,645	88.0
풍력	5,265	3,720	0.7
지열	978	122	0.1
계	23,677	2,922,304	123.4

<부표 3>은 2002년도의 신·재생에너지 지원금 실적 대비 공급실적을 나타낸 것이다. 이 결과에 의하여 신·재생에너지 지원실적이 공급실적에 그대로 직결된다고 보기에는 어려우나 어떠한 정도의 경향성을 갖는가를 알아보기 위하여 나타낸 것이다. <부표 3>에 나타난 바와 같이 가장 높은 지원금 실적을 보이는 태양광, 그 뒤를 잇는 풍력 등의 공급실적 대비 지원금 실적은 매우 낮은 것으로 나타나고 있다. 반면, 세 번째의 지원금 수준을 보이는 폐기물의 경우 가장 높은 비율을 나타내고 있다. 이처럼 지원금 실적 대비 공급실적이 상반되는 양상을 나타내는 이유는 해당 분야의 에너지 전환 효율이 낮은 특징에 기인한다. 즉, 현재 해당 신·재생에너지원의 기술 수준 낙후로 인한 것으로 볼 수 있다. 따라서 해당 기술에 대한 전략적인 투자 방안이 강구되어야 하며 이를 위해서는 경제성 분석과 같은 사전 검토가 요구된다고 하겠다.

2. 국내 신·재생에너지 공급전망 분석

<부표 4>는 신・재생에너지 공급전망과 증가율을 나타낸 것으로써 향후 신・재생에너지에 대한 투자 규모나 정부 정책의지를 가늠해 볼 수 있는 자료이다.

<부표 4> 연도별 신・재생에너지 공급전망과 증가율

(단위 : 천 TOE)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
총에너지소비량(A)	215,825	223,218	230,949	237,589	243,664	250,486	257,513	263,555	269,323	274,978
정부신・재생목표(C)	4,317	5,112	6,051	7,128	8,090	9,218	10,507	11,886	13,466	15,124
전체총계(R1)	3,385	4,344	5,006	5,919	6,975	7,942	9,173	10,228	12,127	14,275
전체총계(R2)	4,451	5,412	6,073	7,001	8,053	9,029	10,275	11,384	13,335	15,531
태양열(a)	41	53	74	102	134	169	208	258	318	385
태양광(a)	3	4	10	22	40	65	103	192	341	448
태양광(e)	1	1	3	8	14	22	35	66	117	154
풍력(a)	13	38	68	126	230	361	652	882	1,311	1,456
풍력(e)	5	13	24	43	79	124	224	303	451	571
소수력(a)	50	55	62	111	170	229	298	367	446	534
소수력(e)	17	19	21	38	59	79	103	126	154	184
수소에너지(a)	-	-	-	-	-	0	0	1	1	1
IGCC(a)	-	-	-	-	7	7	7	184	375	545
IGCC(e)	0	0	0	0	7	7	7	184	375	545
폐기물(a)	3,080	3,850	4,350	5,050	5,630	6,150	6,870	7,110	7,540	8,930
바이오(a)	197	342	436	495	737	768	801	833	1,050	1,082
바이오(LFG)	53	106	159	212	265	291	318	344	371	397
연료전지(a)	-	0	0	0	1	4	15	77	147	226
연료전지(e)	0	0	0	0	1	4	15	77	147	225
연료전지(e)	0	0	0	0	1	4	15	77	147	225
해양에너지(a)	-	-	-	1	1	143	143	211	432	432
해양에너지(e)	0	0	0	0	0	49	49	72	148	148
지열(a)	1	3	6	12	23	42	70	109	161	226

자료 : 산업자원부(2003) 재구성.

주 : R-신・재생에너지전체, 1-대수력 제외, 2-대수력포함, (a)-발전포함신・재생, (e)-신・재생 발전

<부표 4>를 통하여 파악 가능한 사항은 정부가 제시한 신・재생에너지의 목표기준치는 대수력을 포함한 것으로 판단된다. 이는 해외사례에서 알 수 있듯이, 신・재생에너지의 기준에 수력을 포함시킬지의 여부 또는 포함시키더라도 소수력이나 이를 통한 새로운 에너지의 창출만을 고려하려고 하는 시도와는 배치되는 것으로 판단된다. 따라서 정부목표 기준치가 대수력을 제외한 신・재생에너지 전망치(R1)를 기준으로 삼는 것이 합당할 것이라는 제언이 도출될 수 있다. 이 경우 현재의 목표를 달성하기 위해서는 추가적인 신・재생에너

지 개발이라는 과제가 수반되며, 신 · 재생에너지에 대하여 한정된 자원의 효율적 분배를 위해서는 경제성 분석이 선행되어야 할 필요성이 다시 제기된다.

3. 국내 신·재생에너지원별 기술수준 분석

신 · 재생에너지에 대한 경제성 분석을 위해서는 기술적 특성 등에 대한 요소는 필수적 고려사항이다. 즉, 경제성 분석을 위한 기초 자료인 발전원의 기술적 특성 및 그를 대표하는 수치 등을 파악하는 작업이 선행되어야 한다. 이를 위해서는 현재의 기술수준을 파악하고 이를 바탕으로 기초자료를 획득하여야 할 것이다. <부표 5>는 신 · 재생에너지 원별 국내 기술수준을 요약한 내용이다.

<부표 5> 신 · 재생에너지 원별 기술수준 요약

발전원	국내 기술 수준
태양광	· 태양전지, 태양광발전용 연축전지 성능개선, 태양광발전용 직/교류 변환장치의 국산화 등 핵심 요소기술은 확보 · 실용화를 위한 양산기술 및 시스템 이용기술은 선진국 대비 70% 수준
연료 전지	· MCFC와 PAFC 분야에 대한 기술개발 투자비가 전체 연구개발비의 74% 점유 · 88년부터 지속적인 기술개발투자 결과, 기술을 상당부분 확보하고 상용화를 위한 실증단계에 진입한 수준
풍력 발전	· 광역별 Wind map 작성을 완료하여 정확도 향상 작업 중 · 소형풍력발전기(20㎾급)는 국산화, 중형발전시스템(750㎾급)은 요소기술을 개발하여 그에 대한 실증실험 중
태양열	· 저온용 태양열시스템은 국내 개발/생산 중이나, 산업용 및 태양열 발전 등 중고온용은 선진국의 기술수준 대비 30~40%에 불과
바이오	· 전분질계 에탄올 연료, 바이오 디젤, 메탄발효 및 유기성 폐기물 메탄발효 등의 분야에서만 상업화가 가능한 기술 확보 · 목질계 에탄올연료, LFG, 미래 바이오에너지 등은 기술개발 진행 중
폐기물	· 1990년대 초까지는 폐기물 연소열 이용기술을 중심으로 기술개발이 이루어졌으나, 1990년대 이후에는 RDF, 고분자 폐기물 열분해 연료화 등의 분야에 투자
수소	· 수소에너지 제조기술 분야는 선진국 대비 20~60% 수준 · 수소에너지 저장기술 분야는 선진국 대비 20~30 수준 · 수소에너지 이용 기술 분야는 선진국 대비 10~20% 수준
석탄이용	· 가스화 기술은 1~3톤/일급 pilot 설비 기술개발로 생산공정 연구 등이 가능 · 고온탈황 및 고온집진분야는 선진국 수준의 기술력 확보
소수력	· 대체에너지개발촉진법에 의거하여 자원조사, 수차개발 등을 추진하였으나, 투자는 미흡한 실정
지열	· 자원조사 결과 중부지역의 연중 지열온도가 13~15℃의 일정온도 유지 확인 · 국내 지열 이용 시스템은 초기단계로써 도입기 수준임
해양	· 해양 특성 평가를 위한 다양한 현장조사, 자료분석, 수치 모델 및 수리모형 실험기술 개발 보유 · 조력/조류력/파력 개발을 위한 기초조사와 요소기술을 개발하여 주변해역의 조력/조류력/파력에너지 분포를 해석하고 변동특성을 분석하였으며, 조력/조류력에 대한 핵심 요소기술의 실용화 연구 수행 중

자료 : 산업자원부(2003)에서 발췌

부록 2. 신재생경제성분석 프로그램

1. Vipor(The Village Power Optimization model for renewables)

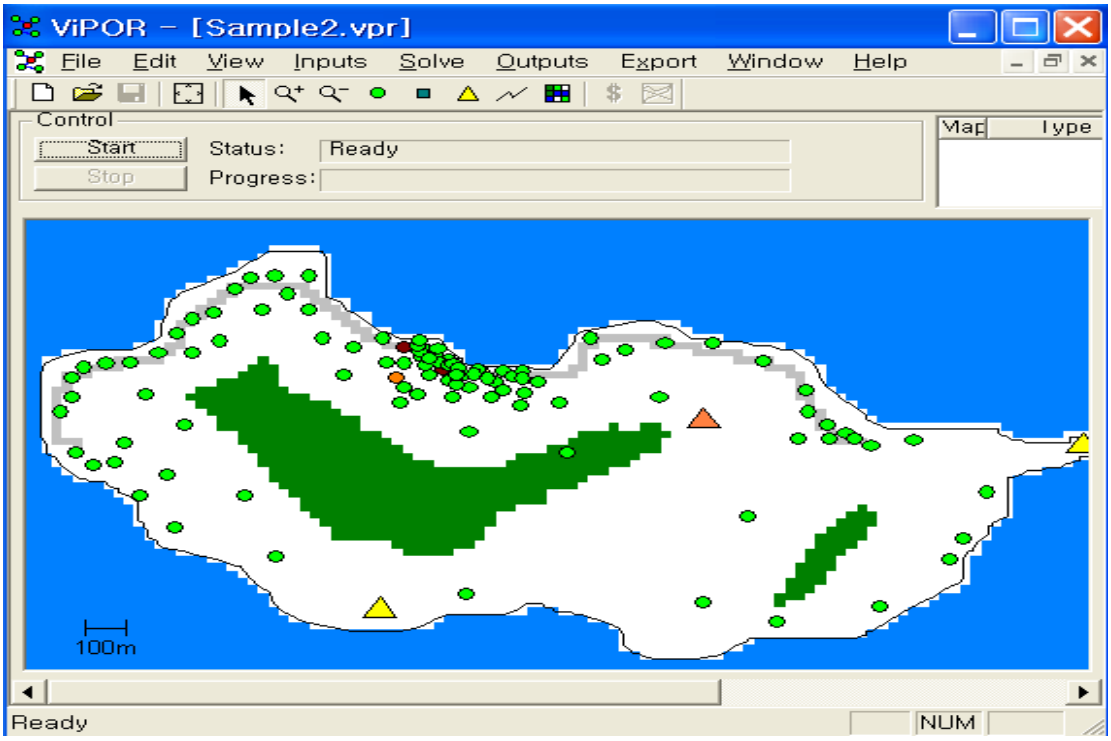
◦ 목적 : 지역 전력공급시스템 설계를 위한 모델로써, 발전원의 형태(독립형(isolated) 또는 중앙집중형(central)) 여부를 결정하고 지리적인 조건, 경제성 등을 고려한 최적의 배전망 설계

◦ 개발자 : 미국 NREL

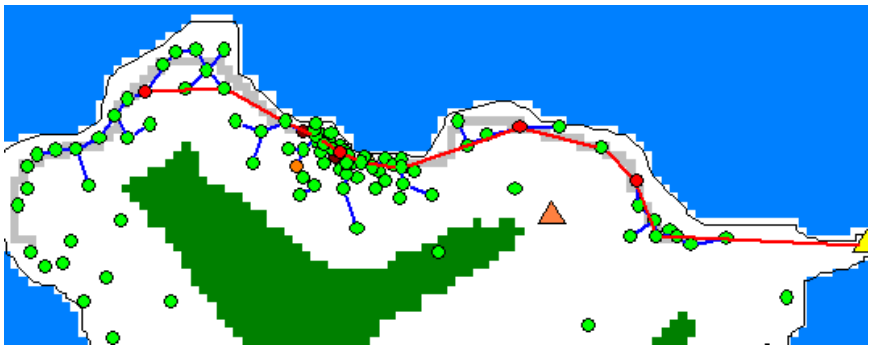
◦ 프로그램 개요

- 사용자의 입력내용에 따라 load type(○), source type(△), terrain type 등을 색으로 표시

- 각각의 type에 대한 입력 완료 후 프로그램을 작동시키면 배전망 노선, cost, revenue, profit 등에 대한 정보 획득



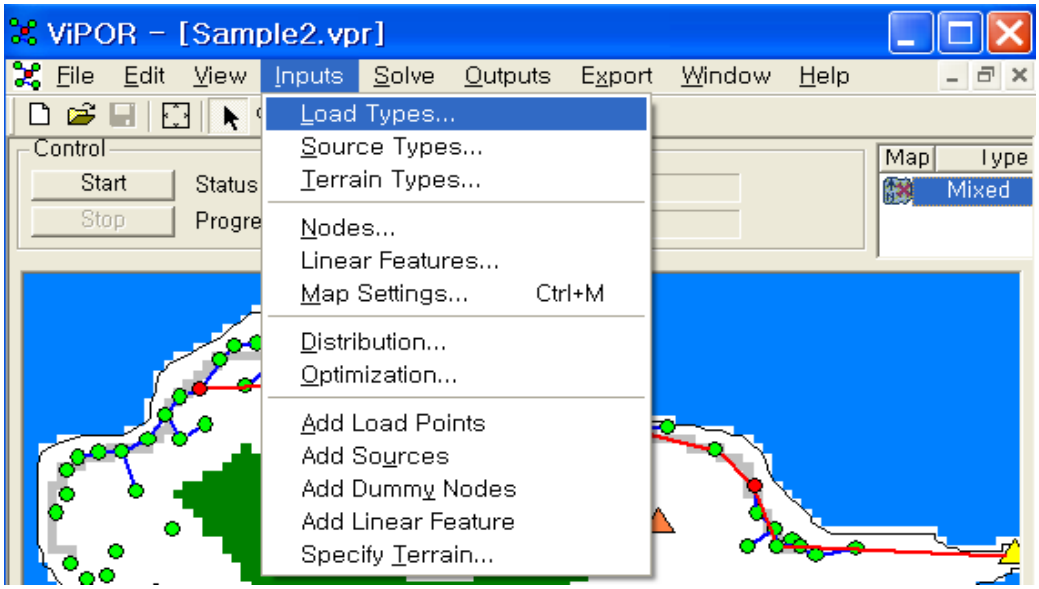
[부록그림 1] 초기 화면



[부록그림 2] 시뮬레이션 시작 화면

◦ 입력화면

- 입력요소 : 수요자 부하특성, 공급자 형태 및 좌표, 지형적인 특징 등을 각각의 dialogue box를 통해 입력



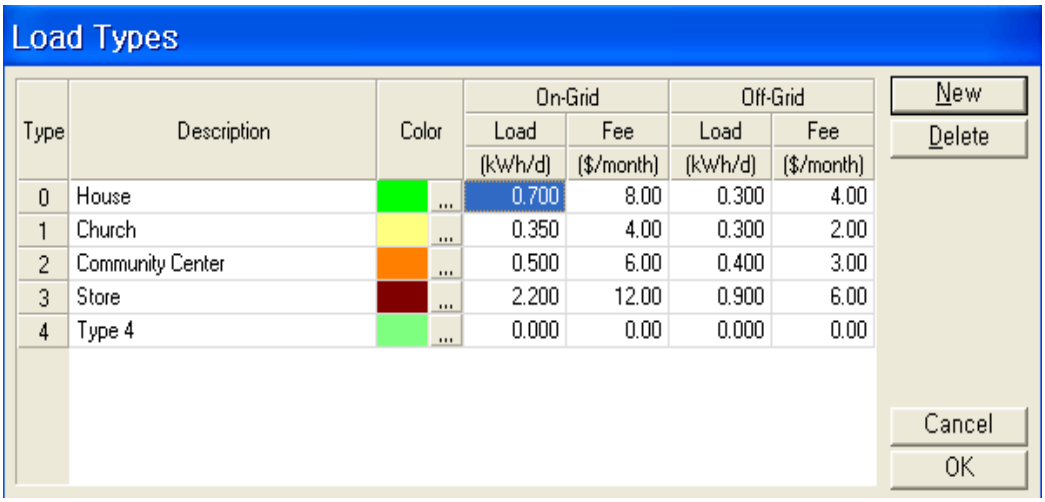
[부록그림 3] 입력화면

◦ 세부 입력요소

- Load Type 입력

· 수요가 형태(일반가정, 상가 등)별, 표기색 설정

· On-Grid(centralized), Off-Grid(isolated) 별로 일평균 전력수요와 월 요금 입력



Load Types

Type	Description	Color	On-Grid Load (kWh/d)	On-Grid Fee ($/month)	Off-Grid Load (kWh/d)	Off-Grid Fee ($/month)
0	House		0.700	8.00	0.300	4.00
1	Church		0.350	4.00	0.300	2.00
2	Community Center		0.500	6.00	0.400	3.00
3	Store		2.200	12.00	0.900	6.00
4	Type 4		0.000	0.00	0.000	0.00

New
Delete
Cancel
OK

[부록그림 4] 세부입력 화면

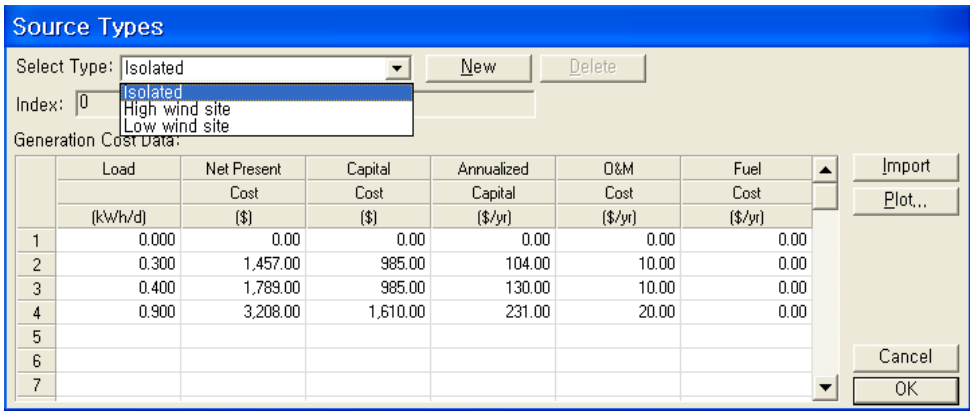
- Source Type 입력

·최소한 하나의 isolated(solar system 등) 발전형태와 centralized 발전형태를 각각 입력

*세부 입력요소 : grid load, net present cost, capital cost, annualized capital, O&M cost, fuel cost

·centralized 발전형태는 한개 이상 선택 가능

*발전비용 데이터는 발전시스템의 형태에 따라서 HOMER 등 다른 프로그램에서 구함



Source Types

Select Type: Isolated
Isolated
High wind site
Low wind site
New
Delete
Index: 0
Generation Cost Data:

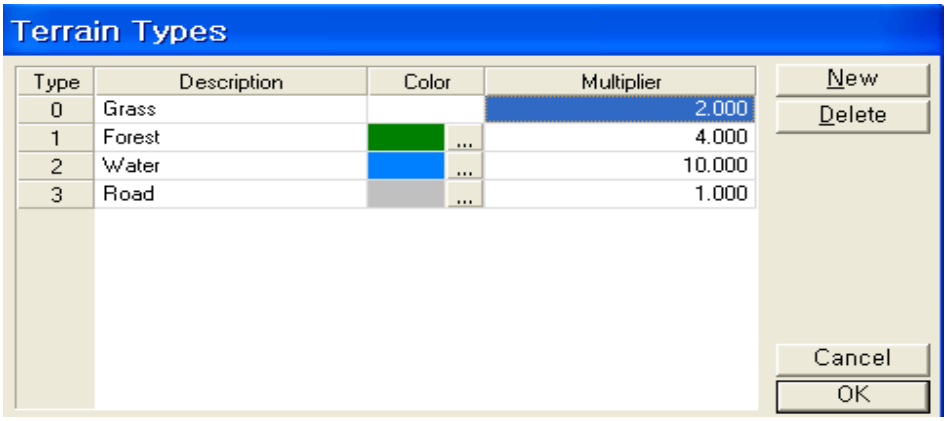
	Load (kWh/d)	Net Present Cost ($)	Capital Cost ($)	Annualized Capital ($/yr)	O&M Cost ($/yr)	Fuel Cost ($/yr)
1	0.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.300	1,457.00	985.00	104.00	10.00	0.00
3	0.400	1,789.00	985.00	130.00	10.00	0.00
4	0.900	3,208.00	1,610.00	231.00	20.00	0.00
5						
6						
7						

Import
Plot...
Cancel
OK

[부록그림 5] 발전원 관련 자료 입력

- Terrain Type 입력

·지리적 조건(숲, 평지 등)을 선택하면, 관련 비용에 Multiplier를 적용하여 조건에 적합한 비용으로 계산 가능



[부록그림 6] 자연 자원 자료 입력

- Node 입력

·Node dialogue box를 통해 입력, 외부에서 데이터 import, 또는 지도상에서 클릭하여 입력

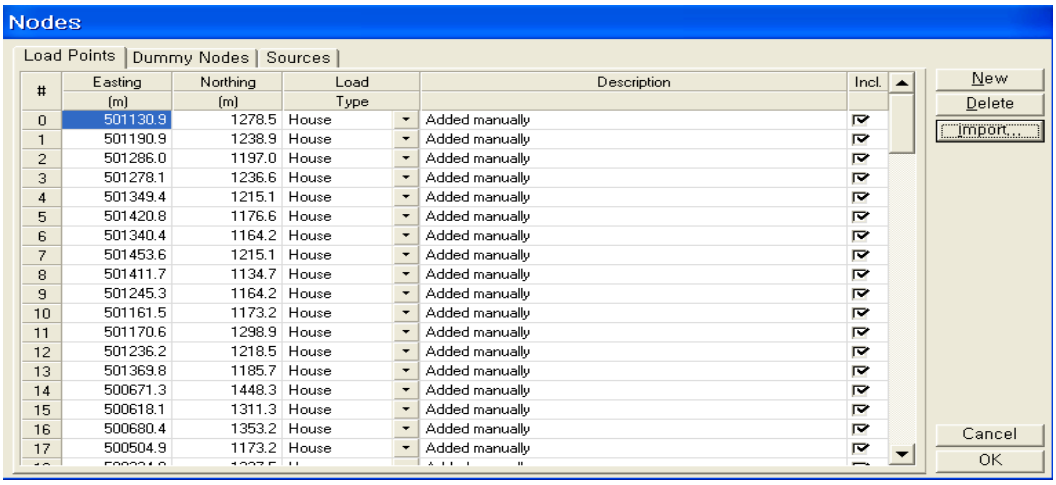
·지리좌표(geographic coordinates, 위도/경도 표기) 또는 UTM 좌표체계(universal transeverse mercator, 지구를 원통형으로 투영하여 위치 표기)로 입력

·입력항목

: Load Point

: Source Location (하나 이상의 potential location을 지정하면 최적화 기능)

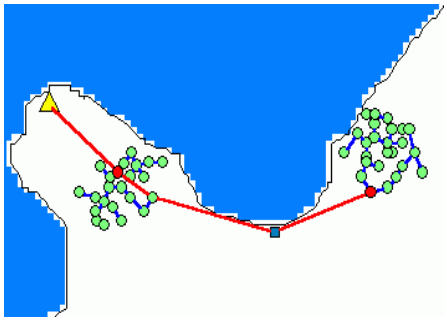
: Dummy Node (배전망이 장애물을 우회하거나 철도를 따라갈 때 중간 중간 가상의 지점 입력)



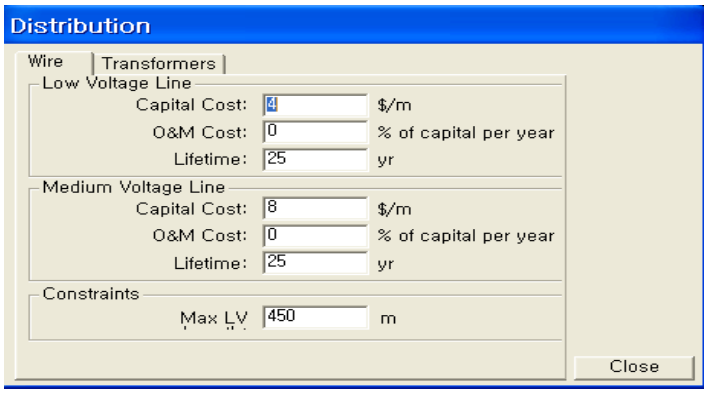
#	Easting (m)	Northing (m)	Load Type	Description	Incl.
0	501130.9	1278.5	House	Added manually	☑
1	501190.9	1238.9	House	Added manually	☑
2	501286.0	1197.0	House	Added manually	☑
3	501278.1	1236.6	House	Added manually	☑
4	501349.4	1215.1	House	Added manually	☑
5	501420.8	1176.6	House	Added manually	☑
6	501340.4	1164.2	House	Added manually	☑
7	501453.6	1215.1	House	Added manually	☑
8	501411.7	1134.7	House	Added manually	☑
9	501245.3	1164.2	House	Added manually	☑
10	501161.5	1173.2	House	Added manually	☑
11	501170.6	1298.9	House	Added manually	☑
12	501236.2	1218.5	House	Added manually	☑
13	501369.8	1185.7	House	Added manually	☑
14	500671.3	1448.3	House	Added manually	☑
15	500618.1	1311.3	House	Added manually	☑
16	500680.4	1353.2	House	Added manually	☑
17	500504.9	1173.2	House	Added manually	☑

[부록그림 7] Node 관련 입력 화면

ex) Dummy node의 사례(바다 등 우회가 필요한 곳이나, 철도 노선 등을 이용할 목적으로 생성)



[부록그림 8] Dummy node

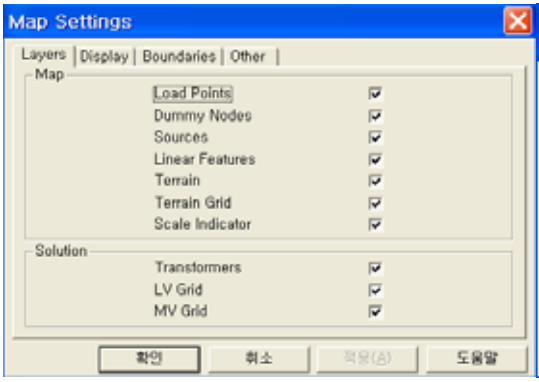


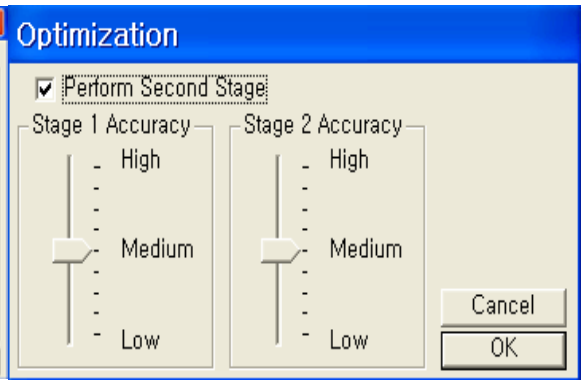
[부록그림 9] 배전 관련 자료 입력 화면

- Distribution Input

  · 전선과 변압기의 투자비, 유지보수비용, 내용연수

- 기타

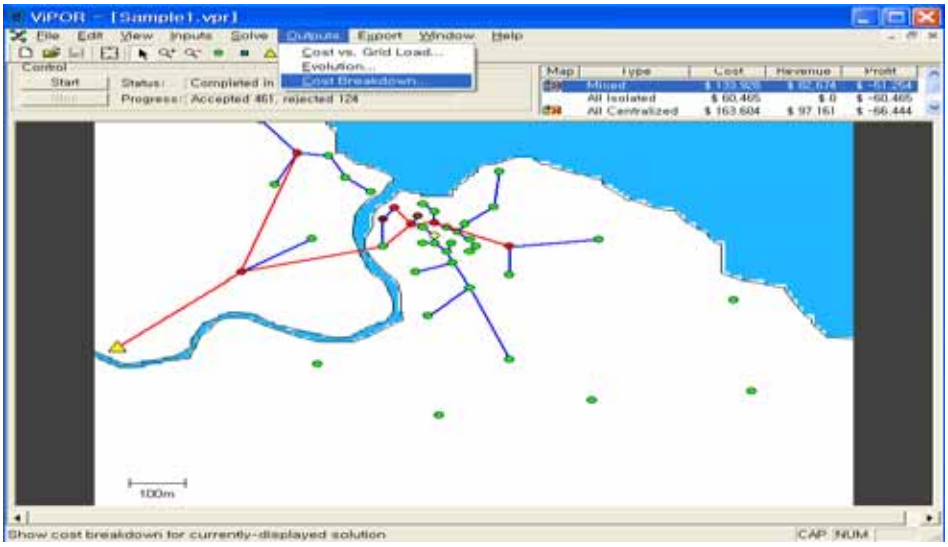




[부록그림 10] 지도 형태 결정 [부록그림 11] 최적화 방법 선택

◦ 출력내용

- isolated / centralized / mixed 등 전력공급 방식에 따른 cost, revenue, profit 등을 비교하여 출력 가능
- 그 외에도 cost vs. grid load 비교그래프 등 참고



[부록그림 12] 출력 화면

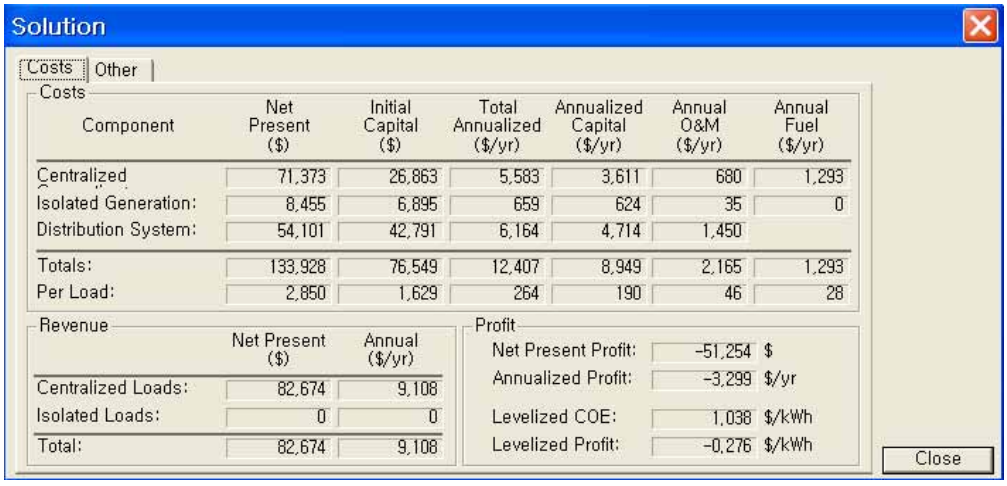
◦ 세부 출력내용

- Cost Breakdown

· cost : net present cost / initial capital / annualized capital /annual O&M / annual fuel

· revenue : net present / annual

· profit : net present / annualized

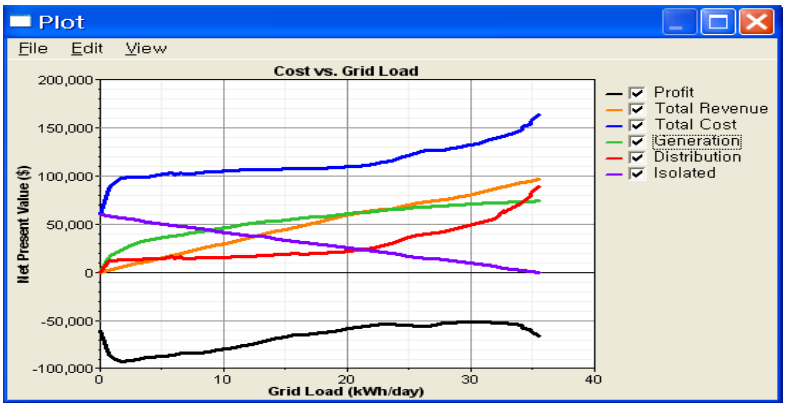


[부록그림 13] 비용 관련 화면

[부록그림 14] 기타 자료화면

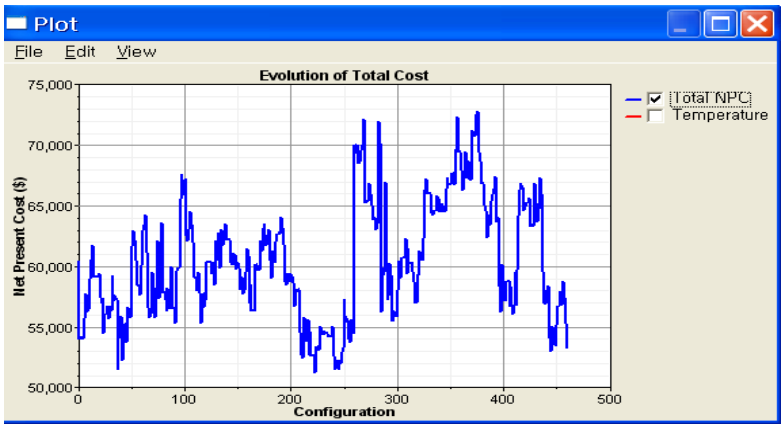
- Cost vs. Grid load

· 하루 부하량과 관찰하고자 하는 요소의 순 현재가치 비교



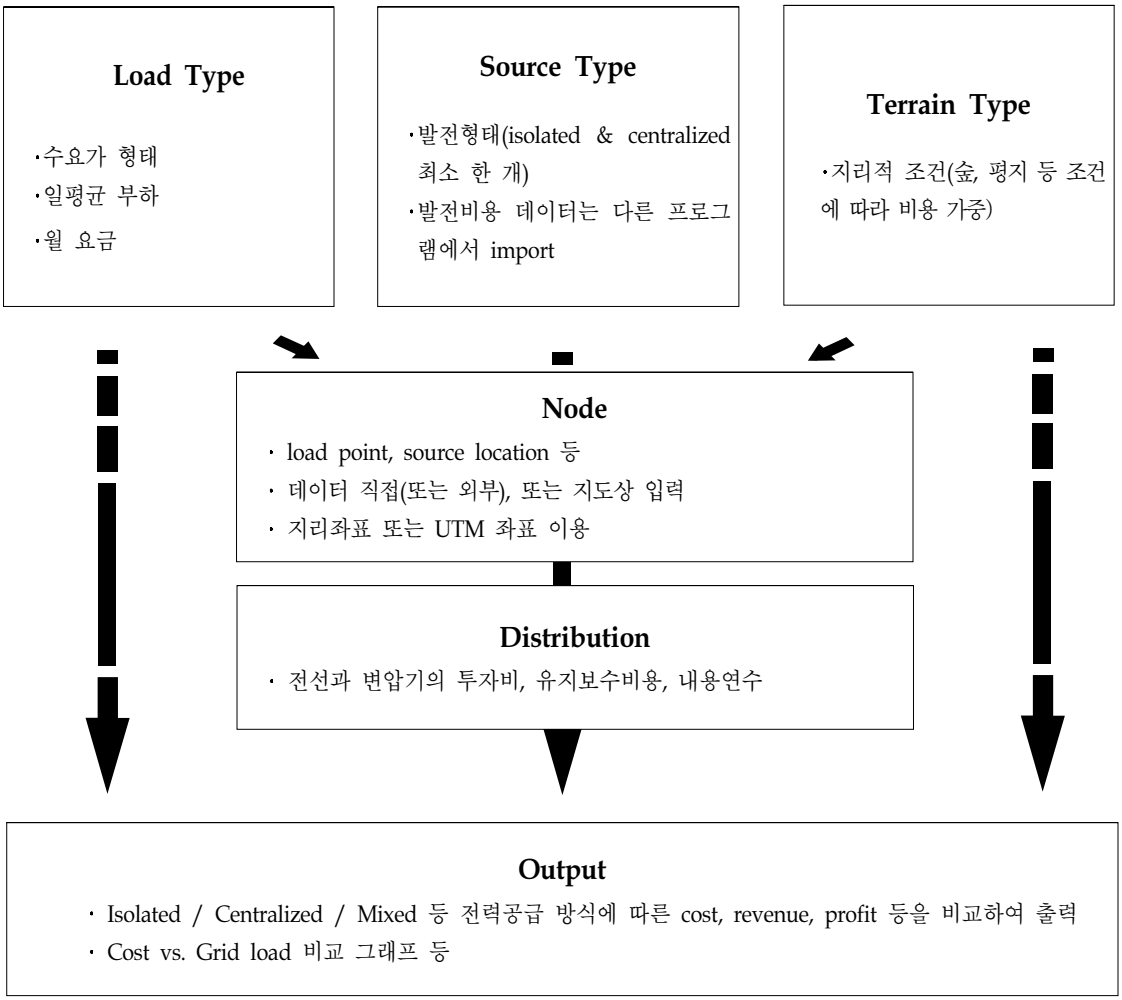
[부록그림 15] 부하량과 NPV(Net Present Value)

- Evolution of Total Cost



[부록그림 16] 총비용 변화

◦ VIPOR 체계도



- 배전망을 연장할까? 태양열 또는 풍력을 설치할까? 아니면 다른 무엇을?

2. Hybrid2

◦ 목적 : Homer와 유사

◦ 개발자 : 미국 NREL, University of Massachusettes

◦ 현재 Hybrid2는 공식적인 배포 행위가 중단된 상태이며 해당 분석 도구의 사용 가능 방법이나 상황 등에 대한 서신(e-mail) 교환이 있었으며 이를 첨부함

From: Baring-Gould, Ian
To: ???
Sent: Wednesday, March 24, 2004 8:24 AM
Subject: Hybrid2 information

March 23, 2004

Dear Sir or Madam;

We are pleased to send you the Hybrid2 model for the simulation of performance and cost of hybrid power systems. Hybrid2 is the most powerful and most flexible model available for predicting the long-term performance of renewable energy sources integrated into hybrid power systems. The National Renewable Energy Laboratory and the University of Massachusetts have developed this model with funding from the U.S. Department of Energy. Until recently we charged $100 US for the software, but have stopped that process, however we request that you fill in the attached order form so that we can keep track of current Hybrid2 users.

Currently the software can be downloaded from the University of Massachusetts web site:

http://www.ecs.umass.edu/mie/labs/rerl

Proceed to the Hybrid2 subdirectory, select programs from the heading line and then select new at the bottom of the page. You will need to enter a password while installing the software. The password is: **hibrida**

The download script has all the materials you will need to install and begin using Hybrid2. This package includes:

- Hybrid2 software, sample files and supporting software
- Hybrid2 Users and Theory Manuals in a pdf format
- Hybrid2 installation instructions
- Hybrid2 use agreement

The latest version of the Hybrid2 software, Version 1.3, has just been released, it may still contain bugs or program errors, especially with different versions of the Windows operating system. If you run into any problems, please contact the University of Massachusetts for support. In addition, although we have confidence in the model from the alpha and beta testing we have conducted, we do not consider it to be in final form and know that it can be constantly improved. For this reason, we invite your review comments on the model. We welcome your recommendations as to opportunities to improve the user interface or on ways to upgrade the model to make it a more valuable analysis tool. We also request that you report any remaining bugs that you encounter.

[부록그림 17] Hybrid2 담당자와 서신 교환 내용 일부(1/2)

Review comments may be directed to myself at the following:

Phone - 303/384-7021
Fax - 303/384-7097
E-mail - Ian_baring-gould@NREL.gov

Technical assistance on the use of Hybrid2 can be obtained from the University of Massachusetts:

Phone - 413/545-3916
Fax - 413/545-1027
E-mail - Hybrid2@kira.ecs.UMass.edu

I have included a registration/order form that we request that you fill out and return to me so that we can be sure to inform you of any upgrades to the model.

Thank you again for your interest in the Hybrid2 software, I hope that you also find it a useful analysis tool.

Sincerely yours,

Ian Baring-Gould

E. Ian Baring-Gould - Senior Mechanical Engineer
National Renewable Energy Laboratory – NWTC/MS3811
1617 Cole Blvd. Golden, Colorado 80401-3393 USA
Phone: (+1) 303 384-7021 - Fax: (+1) 303 384-6901
Email: ian_baring-gould@nrel.gov www.nrel.gov

[부록그림 18] Hybrid2 담당자와 서신교환 일부(2/2)

3. LEAP(Long-range Energy Alternative Planning system)

◦ 개발자 : Stockholm Environment Institute

◦ 프로그램 개요

- 시나리오에 기초한 energy-environment modelling tool
- 사용자가 예상하는 인구, 경제성장, 기술, 가격 등에 대한 조건하에서 에너지가 어떻게 소비되고, 전환되며, 생산되는지를 설명
- 역할
  - · database : 에너지 정보를 종합적으로 관리
  - · forecasting tool : 장기 에너지 수급 전망
  - · policy analysis tool : 대체에너지 프로그램의 계획, 투자 및 실행에 대한 물리적, 경제적, 환경적인 측면의 효과를 분석

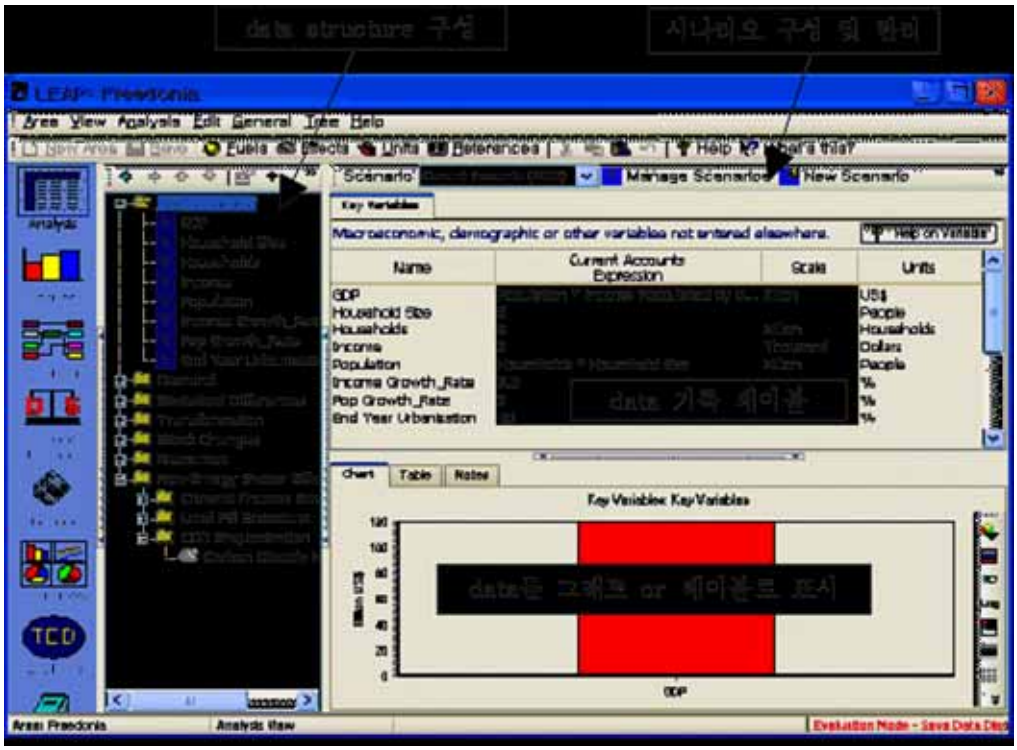
◦ 프로그램의 특징

- scenario analysis
  - · leap의 핵심
  - · 특정 정책상황, 인구통계학적/사회경제적 환경 하에서 미래의 에너지시스템이 어떻게 진화될지를 설명 (self-consistent story line)
- 다양한 분석시스템 사용
  - · demand / transformation / resource / environmental analysis
- technology and environmental database (TED)
  - · 기술적인 특징과 비용, 환경영향 등에 대한 정보 제공
  - · 정성적 데이터는 물론 해당기술의 비용효과 등 정량적인 데이터 제공
- expression의 적용
  - · interpolation, step function, smooth function, forecasting function

· time-series wizard, expression builder를 이용하여 작성

◦ 입력화면 (Analysis View)

- data structure 구성
- alternative scenario 구성 및 관리
- 개별 시나리오를 위한 데이터 및 가정(인구, 경제성장 등), modelling relationship 입력



[부록그림 19] 입력화면

◦ 세부입력요소

- data structure 구성

· key variable, demand, transformation, resource 등으로 구성(필요시 카테고리 추가 가능)

ex) demand 카테고리는 상업용, 가정용 등의 분류, resource 카테고리 중 primary

에너지에는 석유, 풍력 등의 카테고리로 구성

- 카테고리별 data 입력 및 관리 (demand category의 경우)

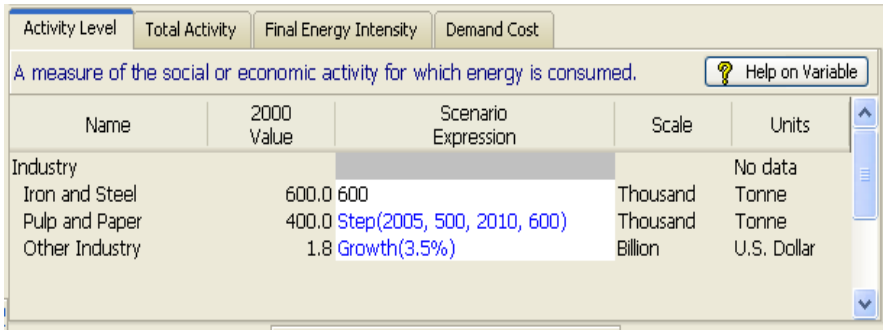
·activity level : 사회경제적인 활동 수준 (에너지 소비)

·total activity

·final energy intensity : 단위당 에너지소비량

·demand cost : 에너지기기 비용 또는 절감에너지비용

※ scenario expression : 패턴이나 증가율 등에 대해 수학식을 이용하여 입력



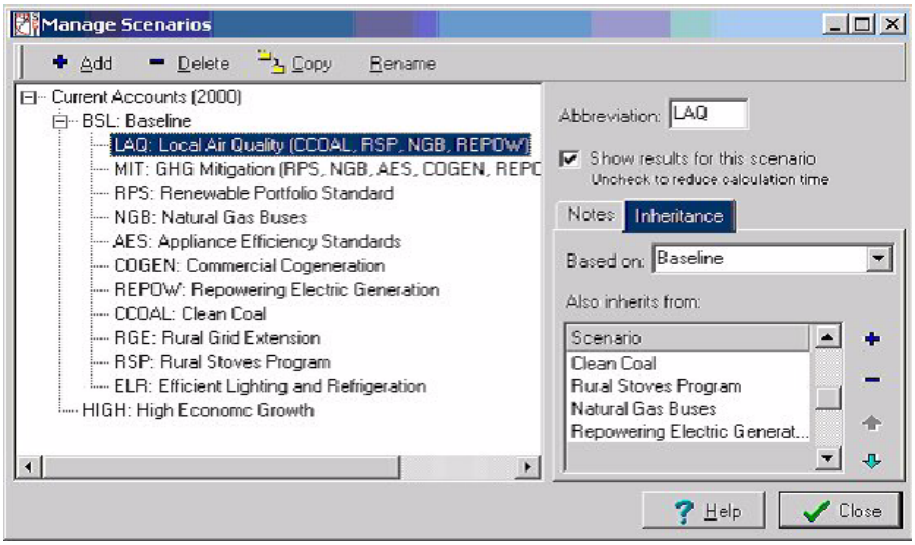
[부록그림 20] 자료입력 화면

- 시나리오 작성

· 사용자가 계획하는 각종 정책수단을 반영

· "what if"에 대한 답을 구하기 위하여 시나리오 사용

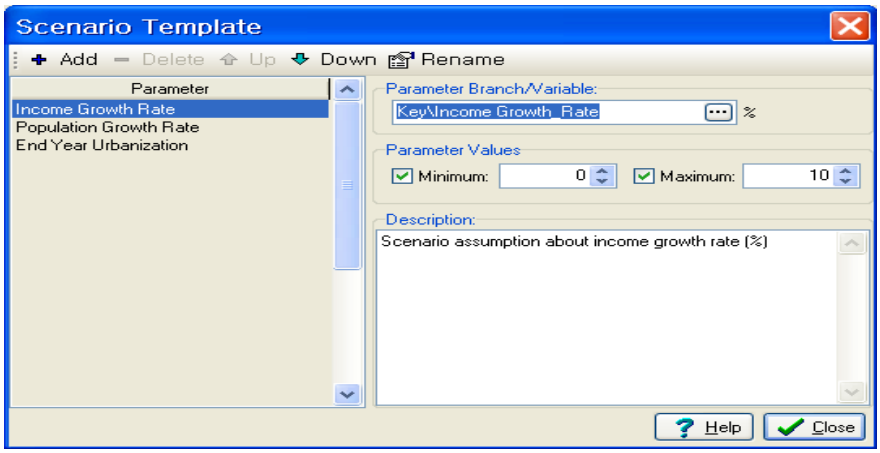
ex) 온실가스 저감 프로그램(MIT), 천연가스 버스(NGB) 등



[부록그림 21] 시나리오 입력화면

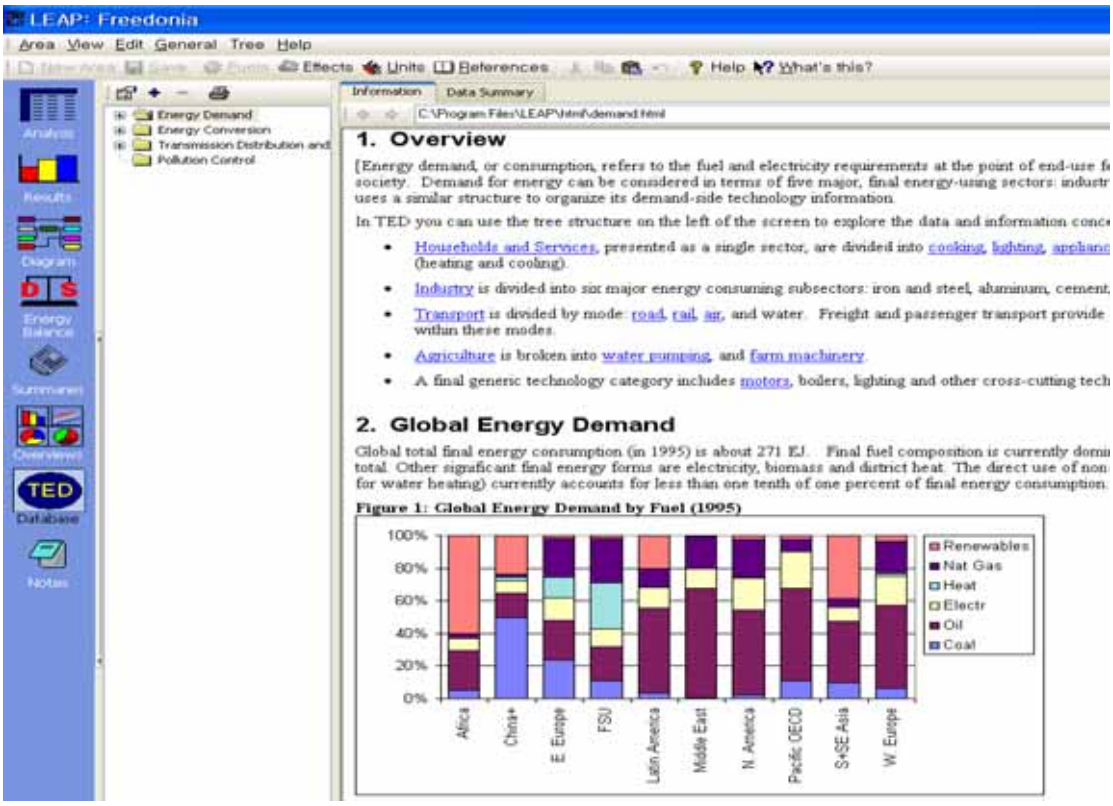
· 경제성장 전망 등 반영

ex) GDP 증가율, 인구증가율 등



[부록그림 22] 거시지표 입력화면

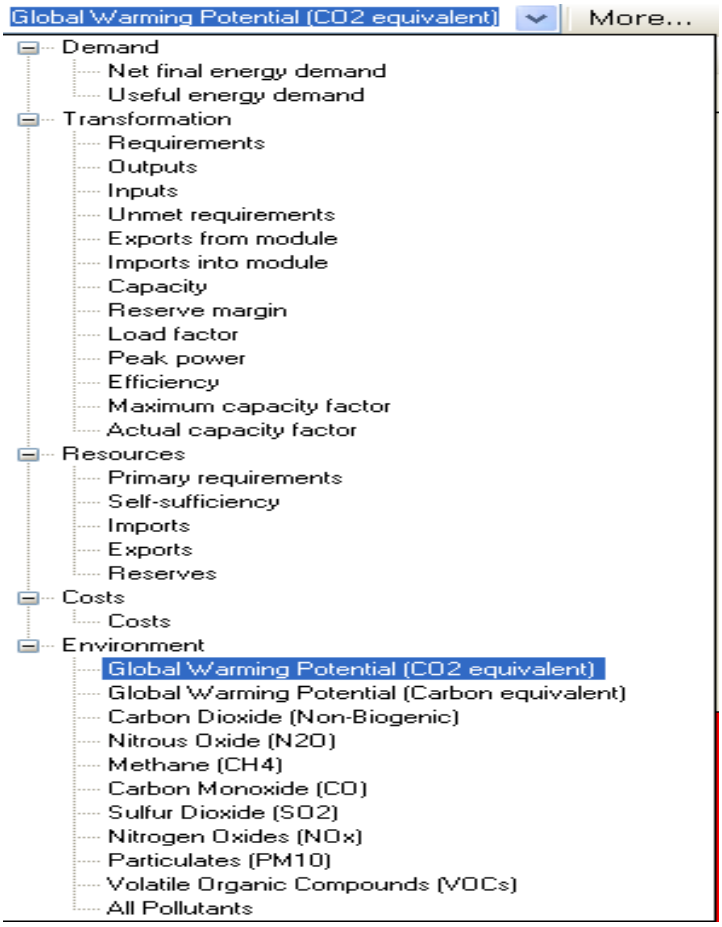
※ 프로그램 내에서 제공하는 각종 에너지 관련 현황 및 데이터 참고



[부록그림 23] 자체 제공 자료화면

◦ 출력화면 (Result View)

- 설정한 기간동안의 정책 효과를 그래프, 테이블 등으로 표현
- 수요, 에너지전환, 에너지원, 비용, 환경 등의 측면을 시나리오, 연료등의 항목별로 비교
- 사용자에 의해 출력 형식 수정 가능

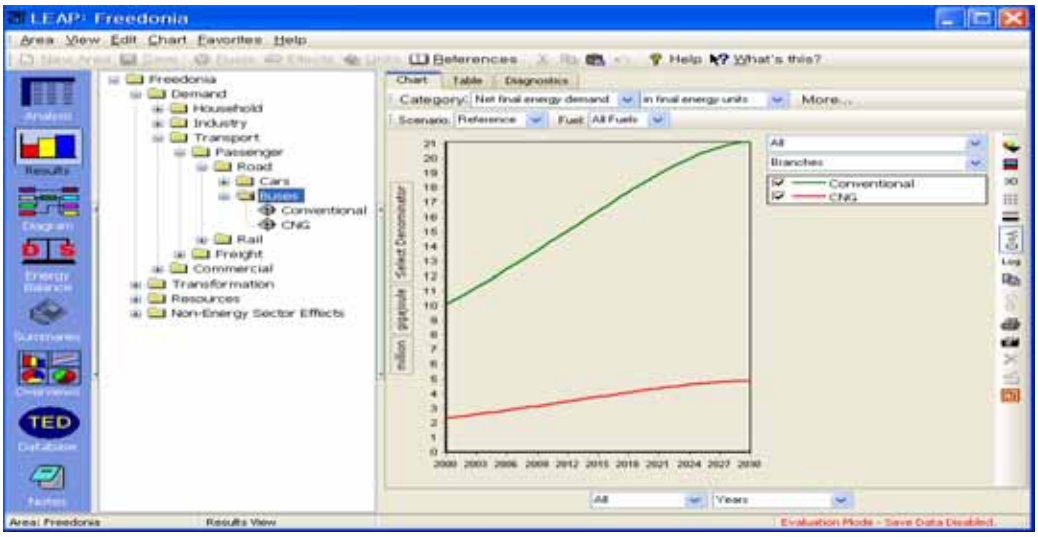


[부록그림 24] 출력화면

◦ 세부 출력요소

- 수요측면의 전망 및 효과를 검토

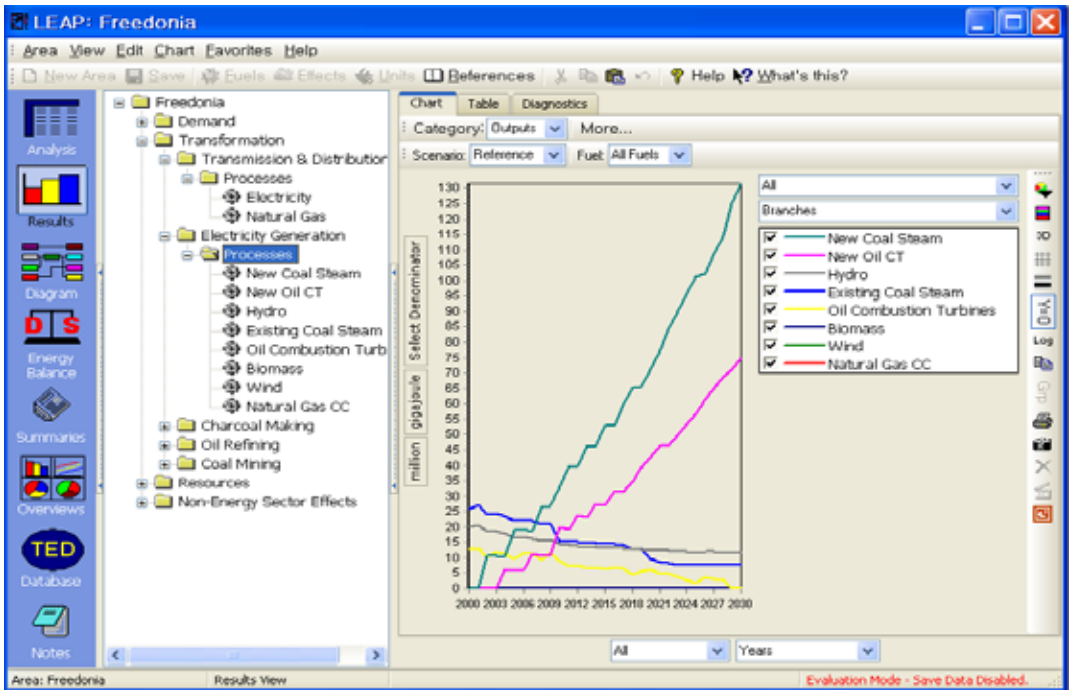
ex) 2030년까지 기존 버스와 CNG(Compressed Natural Gas) 버스의 에너지사용량 비교



[부록그림 25] 세부 출력 화면

- 에너지전환 측면의 전망 및 효과를 검토

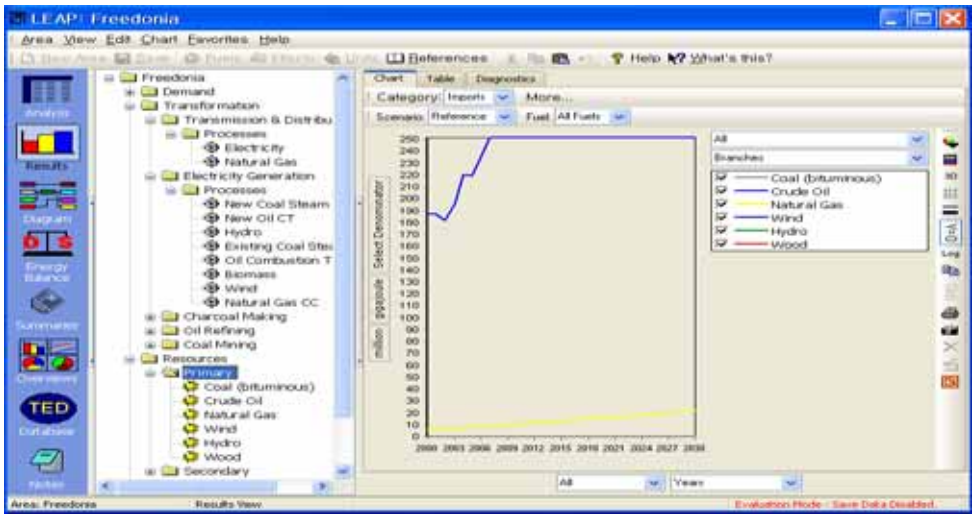
ex) 에너지원별 발전량 비교



[부록그림 26] 세부출력 화면 예제

- 에너지원에 대한 전망 (수출입, 국내생산 등)

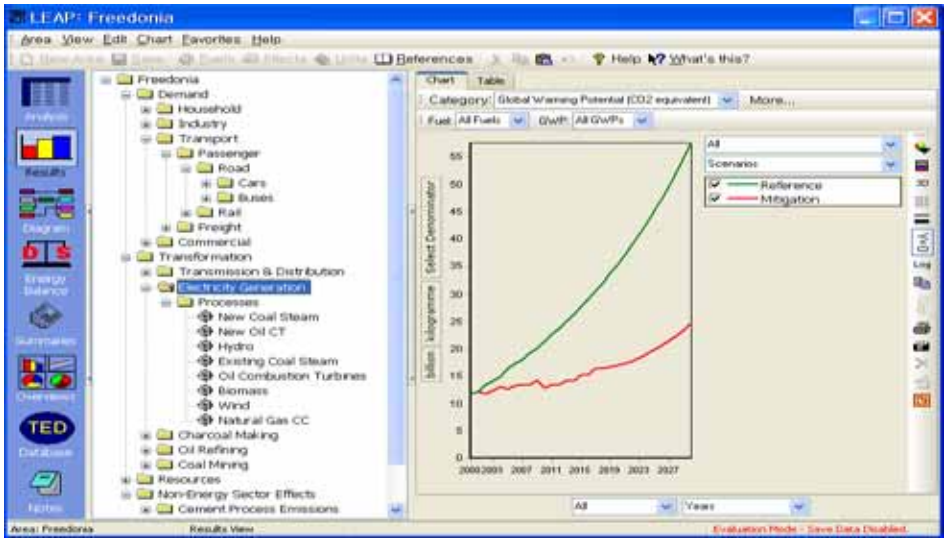
ex) 1차 에너지원별 수입량(사례에서 보면, 석유와 천연가스 수입, 나머지는 자체)



[부록그림 27] 에너지원별 수입량

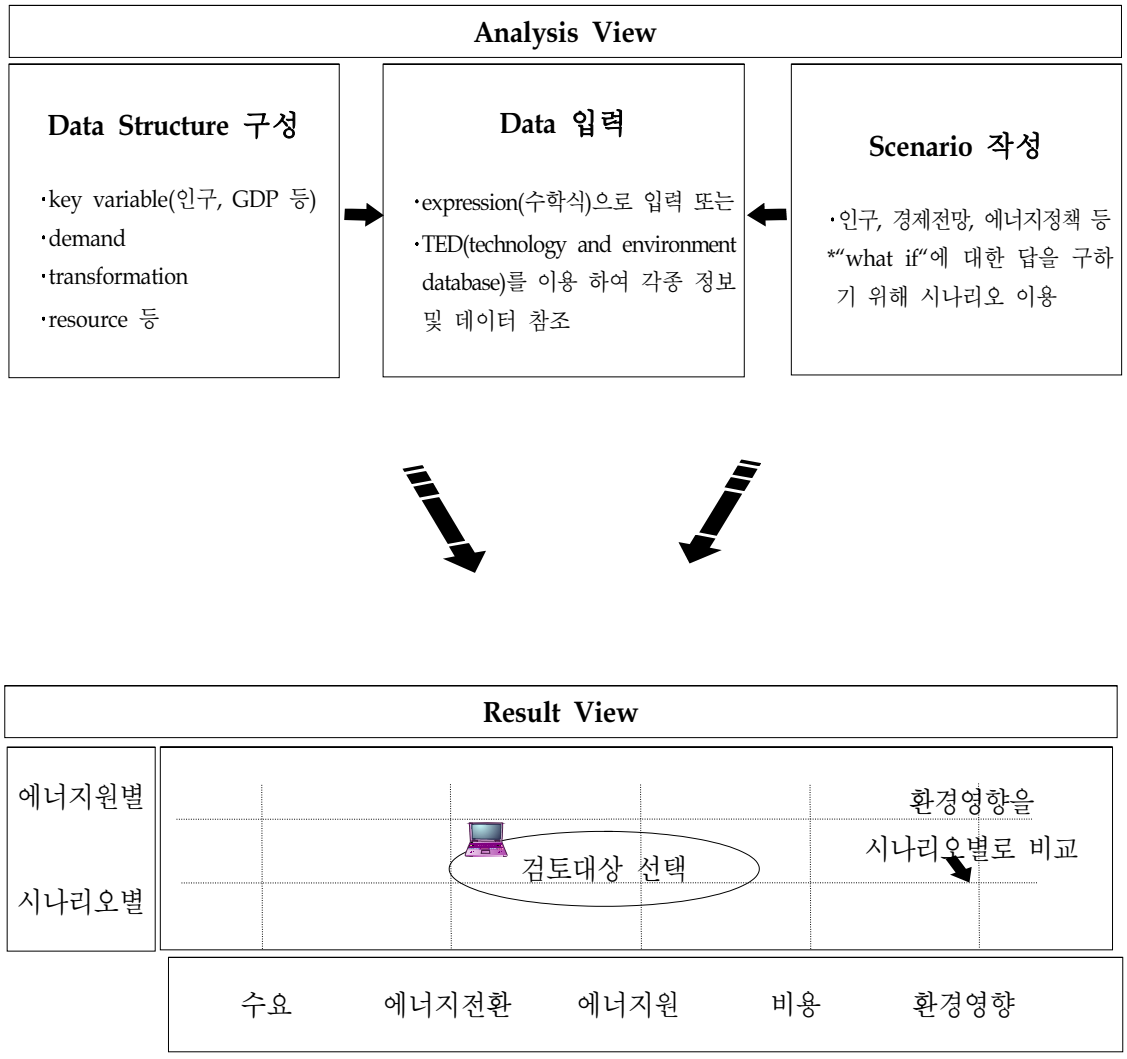
- 환경 측면의 영향 검토

ex) 발전부문에서 global warming potential의 비교(reference vs. mitigation)



[부록그림 28] GHG 저감 관련 출력 화면

◦ LEAP 흐름도



[부록그림 29] LEAP 흐름도

4. NEMS 형식의 모형

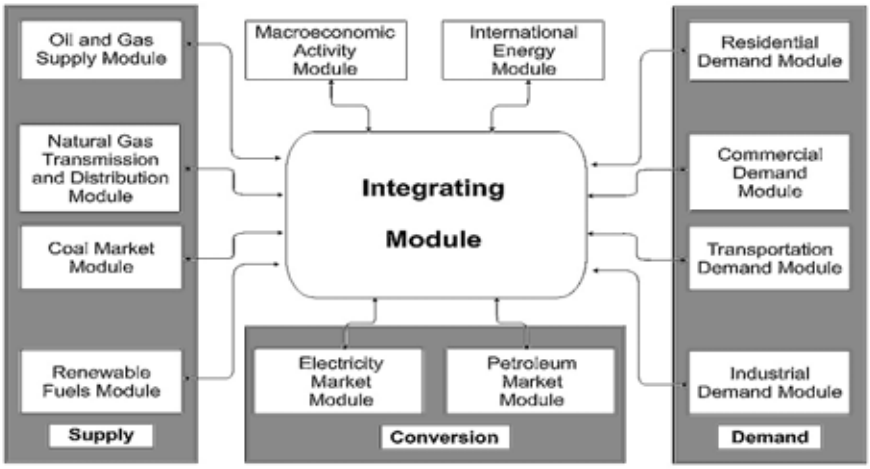
◦ NEMS는 미국 DOE 산하 EIA에서 사용하고 있는 중장기 에너지 전망 모형이다. NEMS 형식의 모형은 알고리즘을 구성한 뒤 컴퓨터 언어를 이용하여 이를 구성한다. 따라서, 미국의 형편에 맞는 고유한 NEMS가 존재하듯 국내 상황에 맞는 고유

한 모형을 구성할 수 있다. 먼저 NEMS에 대하여 살펴본 뒤, 국내 상황을 반영한 모형에 관하여 알아보도록 한다.

◦ NEMS 형식의 모형 구성 개요

- NEMS는 거시경제/금융변수에 대한 가정, 기술선택 기준에 대한 가정, 에너지관련 기술의 비용조건에 대한 가정, 인구/세대변화에 대한 가정 하에서 에너지의 생산, 수입, 변환, 소비와 에너지 가격에 대하여 미리 정하여진 기간까지 예측을 하는 데 사용하고 있다. 모형은 13개의 세부모듈로 구성되어 있다.

- 통합모듈과 하부구조



[부록그림 30] National Energy Modeling System

· 수요부문(4개) : 가정부문(residential demand module), 상업부문(commercial demand module), 산업부문(industrial demand module), 운송부문(transportation demand module)

· 공급부문(4개) : 석탄(coal market module), 재생연료(renewable fuels module), 원유 및 가스 공급(oil and gas supply module), 천연가스 수송 및 배급(natrual gas transmission and distribution module)

· 에너지변환부문(2개) : 정유부문(petroleum market module), 전력부문(electricity

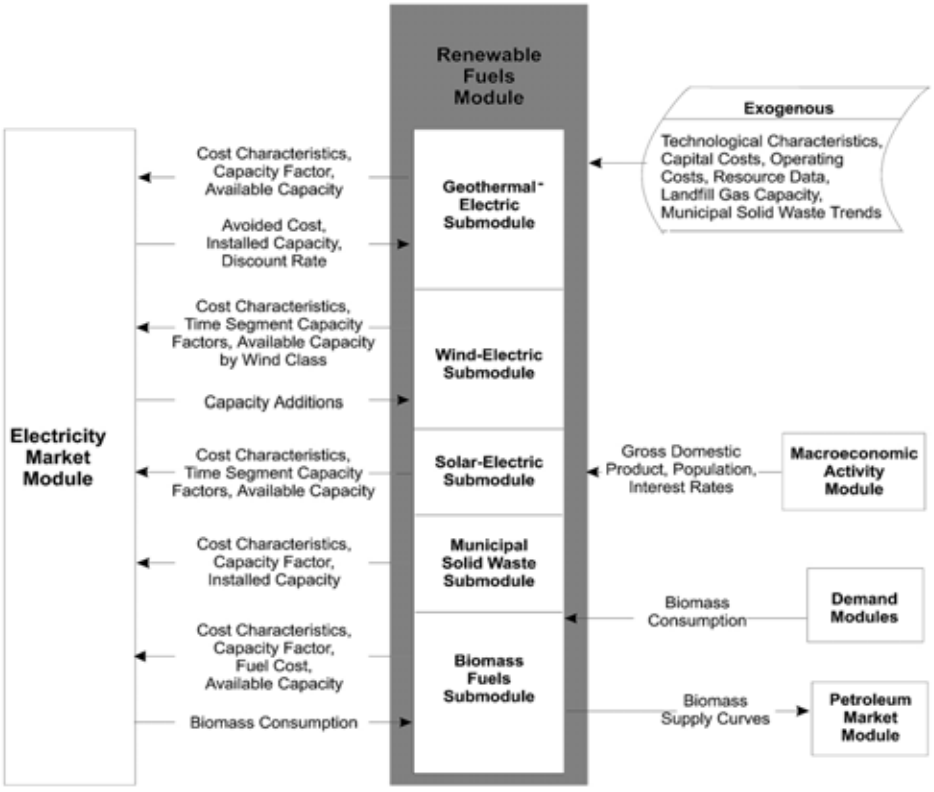
market module, EMM)

· 국제에너지시장모듈(international energy module)

· 거시경제모듈(macroeconomic activity module)

· 통합모듈(integrating module)-배출가스 하부모듈(the emissions policy submodule)을 포함하며 각 모듈을 연계하여 NEMS의 해를 구한다.[32]

- 신·재생에너지부문(Renewable Fuel Module, RFM)은 하부모듈로 biomass, conventional hydroelectricity, geothermal, landfill gas, solar photovoltaics, solar thermal, wind 등의 신·재생에너지원별 모형을 구성하고 있으며, 대부분의 신·재생에너지원들은 전력발전에 사용되므로 RFM은 일차적으로 EMM과 상호연관성을 갖도록 설정되어 있다.[33]



[부록그림 31] 신·재생에너지 모듈의 구조

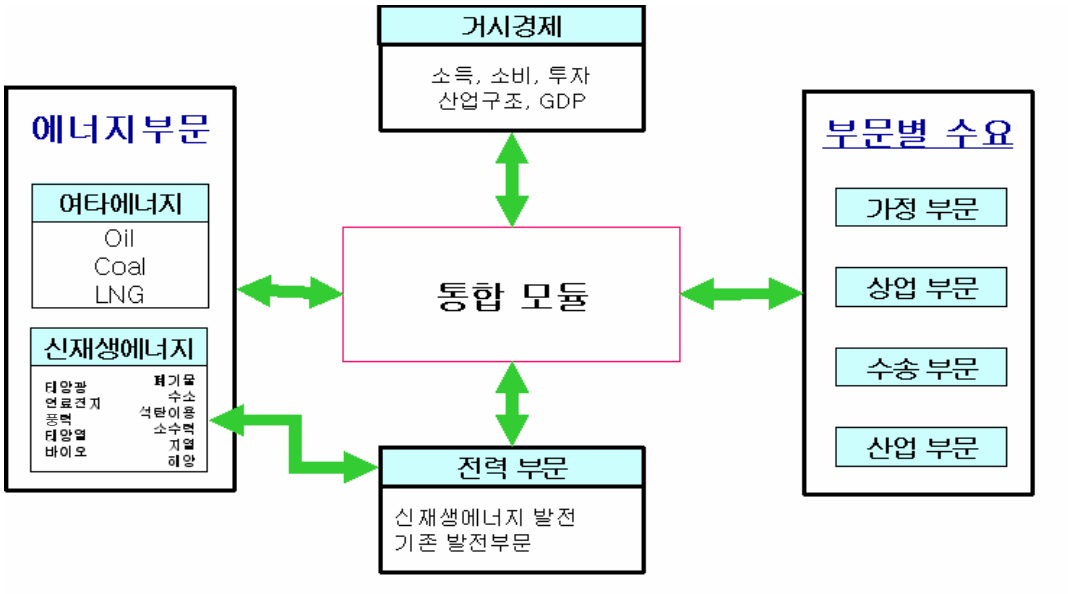
32) 13개 모듈의 관계에 대해 자세한 내용은 EIA(2003, p. 10)을 참조바람.

33) 자세한 신·재생에너지부문 모듈(RFM)의 구조에 대해서는 EIA(2003, p. 50)을 참조바람.

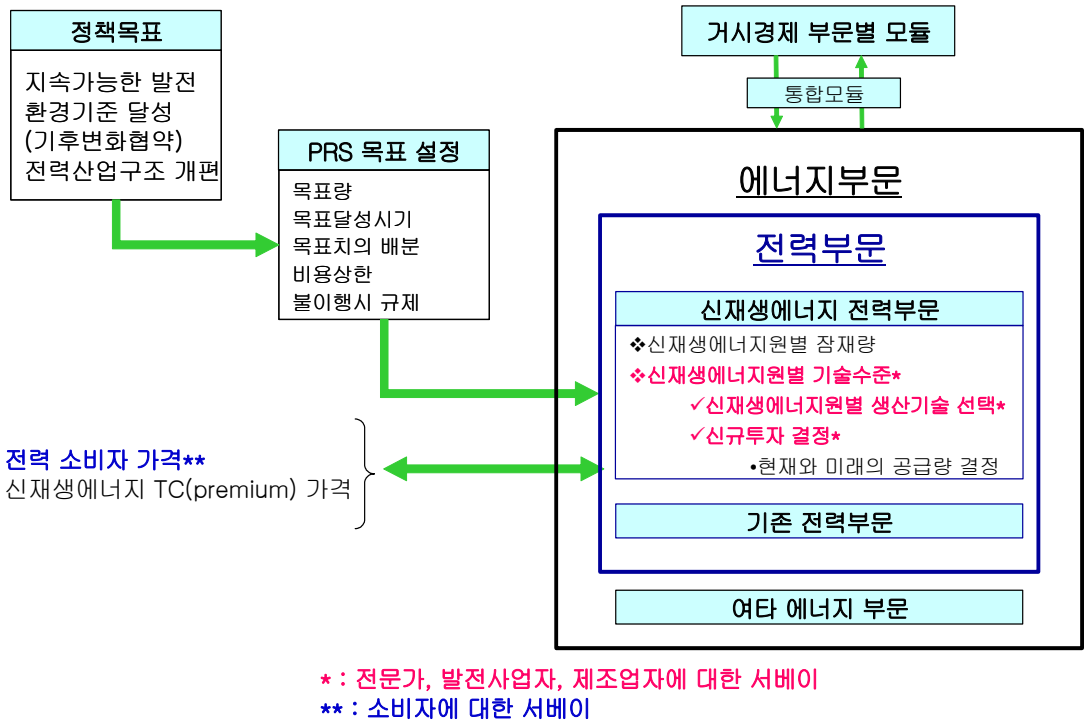
◦ 국내의 경우 현재 아주대에서 수행중인 “신·재생에너지 의무비율 할당제(RPS) 도입을 위한 경제적 파급효과 분석” 연구에서 [부록그림 32]와 같은 구조의 모형을 구현 중이다.

◦ [부록그림 33]은 해당 모형에서 신·재생에너지 부문에서 RPS(Renewable Portfolio Standard)와 같은 정책 도입 및 그에 따른 효과를 분석하기 위한 구체적 모형의 구조를 나타낸 것이다.

◦ 이러한 모형의 특성은 거시경제적 효과를 추적할 수 있도록 모형을 구성하고 운용할 수 있다는 점이다.



[부록그림 32] 국내 상황을 반영한 모형의 구조



[부록그림 33] RPS 관련 모형의 구현

부록 3. 기술개발, 기술진보로 인한 기준가격의 하락효과가 전무한 경우 - 결과표

1. 부문별 신재생발전목표 시나리오

<부표 6> 2005년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	163,419	0.285	0.503	0.115	162,725	605	89	10	69	62	464	0	0
수 송	60.30	2,845	0.074	0.009	0.115	2,834	11	0	0	1	1	8	0	0
가 정	88.00	49,365	0.025	0.152	0.168	49,180	183	2	3	21	19	140	0	0
일 반	100.59	109,531	0.074	0.337	0.192	109,110	406	15	7	46	42	311	0	0
합 계	78.08	325,161	.	1.000	0.149	323,849	1,205	107	19	137	124	924	0	0

<부표 7> 2006년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	168,691	0.285	0.497	0.203	167,658	871	163	22	125	111	612	0	1
수 송	60.30	3,129	0.074	0.009	0.203	3,113	16	1	0	2	2	11	0	0
가 정	88.00	51,605	0.025	0.152	0.297	51,334	267	4	7	38	34	188	0	0
일 반	100.59	115,715	0.074	0.341	0.339	115,088	598	29	15	86	76	420	0	1
합 계	78.26	339,140	.	1.000	0.264	337,192	1,751	197	44	252	222	1,232	0	1

<부표 8> 2007년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	174,133	0.285	0.493	0.330	172,649	1,211	273	39	226	168	758	19	1
수 송	60.30	3,412	0.074	0.010	0.330	3,387	24	1	1	4	3	15	0	0
가 정	88.00	53,566	0.025	0.152	0.482	53,186	373	7	12	70	52	234	6	0
일 반	100.59	122,192	0.074	0.346	0.551	121,291	851	50	27	159	118	533	14	1
합 계	78.43	353,304	.	1.000	0.429	350,513	2,459	332	79	460	340	1,539	39	1

<부표 9> 2008년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	179,589	0.285	0.488	0.488	177,549	1,623	418	64	352	224	825	19	140
수 송	60.30	3,706	0.074	0.010	0.488	3,670	34	2	1	7	5	17	0	3
가 정	88.00	55,405	0.025	0.151	0.712	54,892	502	11	20	109	69	255	6	43
일 반	100.59	128,954	0.074	0.351	0.814	127,709	1,167	78	46	253	161	593	14	100
합 계	78.61	367,654	.	1.000	0.636	363,819	3,326	509	131	721	458	1,690	39	286

<부표 10> 2009년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	185,128	0.285	0.484	0.718	182,429	2,063	636	99	628	288	891	19	138
수 송	60.30	3,990	0.074	0.010	0.718	3,942	45	4	2	14	6	19	0	3
가 정	88.00	57,704	0.025	0.151	1.048	57,041	645	17	31	196	90	279	6	43
일 반	100.59	136,005	0.074	0.355	1.198	134,364	1,519	121	73	462	212	656	14	102
합 계	78.79	382,826	.	1.000	0.938	377,776	4,271	778	205	1,300	596	1,845	39	286

<부표 11> 2010년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	190,828	0.285	0.479	1.239	186,653	3,034	1,140	183	839	350	952	509	201
수 송	60.30	4,276	0.074	0.011	1.239	4,201	68	7	4	19	8	21	11	5
가 정	88.00	59,974	0.025	0.151	1.807	58,984	959	31	58	265	111	301	161	63
일 반	100.59	143,355	0.074	0.360	2.066	140,844	2,289	222	138	633	264	718	384	151
합 계	78.97	398,433	.	1.000	1.622	390,682	6,350	1,401	382	1,757	732	1,993	1,065	420

<부표 12> 2011년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	195,469	0.285	0.475	2.004	189,137	4,417	1,915	321	1,233	420	1,014	1,024	406
수 송	60.30	4,362	0.074	0.011	2.004	4,251	99	11	7	28	9	23	23	9
가 정	88.00	61,941	0.025	0.150	2.925	60,475	1,412	53	103	394	134	324	327	130
일 반	100.59	150,030	0.074	0.364	3.344	146,233	3,415	382	248	953	325	784	791	314
합 계	79.15	411,802	.	1.000	2.631	400,097	9,343	2,361	679	2,608	888	2,145	2,166	858

<부표 13> 2015년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	214,036	0.285	0.460	3.036	203,826	6,976	3,234	566	2,175	741	1,789	1,221	484
수 송	60.30	4,702	0.074	0.010	3.036	4,529	155	18	13	48	16	40	27	11
가 정	88.00	69,810	0.025	0.150	4.431	67,410	2,307	93	187	719	245	592	404	160
일 반	100.59	176,729	0.074	0.380	5.065	170,211	5,825	693	473	1,816	618	1,494	1,020	404
합 계	79.76	465,277	.	1.000	4.016	445,976	15,263	4,038	1,238	4,759	1,620	3,914	2,673	1,059

<부표 14> 2020년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	238,011	0.285	0.447	4.715	219,959	12,297	5,754	998	3,834	1,305	3,153	2,153	853
수 송	60.30	5,144	0.074	0.010	4.715	4,841	271	32	22	84	29	69	47	19
가 정	88.00	79,221	0.025	0.149	6.882	74,867	4,185	168	340	1,305	444	1,073	733	290
일 반	100.59	210,397	0.074	0.395	7.866	198,007	11,070	1,321	898	3,451	1,175	2,838	1,938	768
합 계	80.33	532,772	.	1.000	6.282	497,674	27,823	7,276	2,257	8,675	2,954	7,134	4,872	1,931

<부표 15> 2005년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	163,419	0.285	0.503	0.229	162,031	1,210	178	20	138	125	928	0	0
수 송	60.30	2,845	0.074	0.009	0.229	2,823	21	1	0	2	2	16	0	0
가 정	88.00	49,365	0.025	0.152	0.334	48,995	366	5	6	42	38	281	0	0
일 반	100.59	109,531	0.074	0.337	0.382	108,689	812	31	13	92	84	623	0	0
합 계	78.08	325,161	.	1.000	0.297	322,538	2,408	214	39	274	248	1,848	0	0

<부표 16> 2006년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	168,691	0.285	0.497	0.405	166,626	1,740	325	44	250	221	1,224	0	1
수 송	60.30	3,129	0.074	0.009	0.405	3,096	32	2	1	5	4	23	0	0
가 정	88.00	51,605	0.025	0.152	0.591	51,063	533	9	13	77	68	375	0	0
일 반	100.59	115,715	0.074	0.341	0.676	114,462	1,195	58	30	172	152	841	0	1
합 계	78.26	339,140	.	1.000	0.526	335,246	3,501	394	88	503	444	2,462	0	3

<부표 17> 2007년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	174,133	0.285	0.493	0.657	171,169	2,418	546	78	452	335	1,514	39	1
수 송	60.30	3,412	0.074	0.010	0.657	3,362	47	3	2	9	7	30	1	0
가 정	88.00	53,566	0.025	0.152	0.958	52,805	746	15	24	139	103	467	12	0
일 반	100.59	122,192	0.074	0.346	1.095	120,391	1,701	100	55	318	235	1,065	27	1
합 계	78.43	353,304	.	1.000	0.854	347,727	4,913	663	158	918	680	3,075	79	3

<부표 18> 2008년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	179,589	0.285	0.488	0.968	175,516	3,239	835	127	703	446	1,645	38	279
수 송	60.30	3,706	0.074	0.010	0.968	3,634	67	4	3	15	9	34	1	6
가 정	88.00	55,405	0.025	0.151	1.413	54,379	1,003	23	39	218	138	510	12	86
일 반	100.59	128,954	0.074	0.351	1.615	126,465	2,334	156	92	506	322	1,186	28	201
합 계	78.61	367,654	.	1.000	1.262	359,994	6,643	1,018	261	1,441	915	3,375	79	571

<부표 19> 2009년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	185,128	0.285	0.484	1.419	179,745	4,111	1,272	197	1,252	573	1,776	38	275
수 송	60.30	3,990	0.074	0.010	1.419	3,894	89	7	4	27	12	38	1	6
가 정	88.00	57,704	0.025	0.151	2.071	56,379	1,289	35	62	393	180	557	12	86
일 반	100.59	136,005	0.074	0.355	2.368	132,726	3,036	243	145	924	423	1,311	28	203
합 계	78.79	382,826	.	1.000	1.854	372,744	8,525	1,556	408	2,595	1,189	3,683	79	571

<부표 20> 2010년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	190,828	0.285	0.479	2.427	182,516	6,031	2,281	363	1,669	696	1,893	1,012	399
수 송	60.30	4,276	0.074	0.011	2.427	4,127	136	13	8	38	16	43	23	9
가 정	88.00	59,974	0.025	0.151	3.542	57,994	1,916	63	115	530	221	601	321	127
일 반	100.59	143,355	0.074	0.360	4.049	138,339	4,571	445	275	1,265	527	1,435	767	302
합 계	78.97	398,433	.	1.000	3.178	382,976	12,654	2,802	762	3,501	1,460	3,972	2,123	837

<부표 21> 2011년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	195,469	0.285	0.475	3.880	182,893	8,746	3,831	635	2,441	831	2,008	2,027	803
수 송	60.30	4,362	0.074	0.011	3.880	4,141	198	22	14	55	19	45	46	18
가 정	88.00	61,941	0.025	0.150	5.662	59,012	2,822	106	205	788	268	648	654	259
일 반	100.59	150,030	0.074	0.364	6.472	142,454	6,812	763	495	1,902	647	1,564	1,579	626
합 계	79.15	411,802	.	1.000	5.092	388,501	18,577	4,723	1,349	5,186	1,766	4,265	4,306	1,706

<부표 22> 2015년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	214,036	0.285	0.460	5.781	193,831	13,737	6,468	1,114	4,283	1,458	3,523	2,405	953
수 송	60.30	4,702	0.074	0.010	5.781	4,357	309	37	25	96	33	79	54	21
가 정	88.00	69,810	0.025	0.150	8.437	65,017	4,608	185	374	1,437	489	1,182	807	320
일 반	100.59	176,729	0.074	0.380	9.644	163,738	11,605	1,387	941	3,618	1,232	2,976	2,032	805
합 계	79.76	465,277	.	1.000	7.647	426,942	30,258	8,077	2,455	9,434	3,212	7,759	5,298	2,100

<부표 23> 2020년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	238,011	0.285	0.447	8.747	202,517	23,985	11,509	1,946	7,478	2,546	6,150	4,200	1,664
수 송	60.30	5,144	0.074	0.010	8.747	4,541	538	65	44	168	57	138	94	37
가 정	88.00	79,221	0.025	0.149	12.765	70,531	8,353	336	678	2,604	887	2,142	1,463	580
일 반	100.59	210,397	0.074	0.395	14.591	185,756	22,000	2,642	1,785	6,859	2,335	5,641	3,852	1,527
합 계	80.33	532,772	.	1.000	11.652	463,346	54,875	14,551	4,452	17,110	5,825	14,071	9,609	3,808

<부표 24> 2005년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	163,419	0.285	0.503	0.343	161,338	1,814	267	29	206	187	1,392	0	0
수 송	60.30	2,845	0.074	0.009	0.343	2,812	32	1	1	4	3	24	0	0
가 정	88.00	49,365	0.025	0.152	0.501	48,810	549	7	9	62	56	421	0	0
일 반	100.59	109,531	0.074	0.337	0.572	108,268	1,217	46	20	138	125	934	0	0
합 계	78.08	325,161	.	1.000	0.444	321,228	3,611	321	58	411	372	2,771	0	0

<부표 25> 2006년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	168,691	0.285	0.497	0.606	165,596	2,608	488	65	375	331	1,834	0	2
수 송	60.30	3,129	0.074	0.009	0.606	3,079	48	2	1	7	6	34	0	0
가 정	88.00	51,605	0.025	0.152	0.884	50,792	800	13	20	115	102	562	0	1
일 반	100.59	115,715	0.074	0.341	1.011	113,835	1,793	87	45	258	228	1,261	0	2
합 계	78.26	339,140	.	1.000	0.786	333,302	5,248	590	132	755	666	3,691	0	4

<부표 26> 2007년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	174,133	0.285	0.493	0.980	169,692	3,622	820	116	677	501	2,267	58	2
수 송	60.30	3,412	0.074	0.010	0.980	3,337	71	4	2	13	10	45	1	0
가 정	88.00	53,566	0.025	0.152	1.430	52,425	1,119	22	36	209	155	700	18	1
일 반	100.59	122,192	0.074	0.346	1.634	119,492	2,550	149	82	477	353	1,596	41	2
합 계	78.43	353,304	.	1.000	1.274	344,946	7,362	995	236	1,376	1,019	4,608	118	4

<부표 27> 2008년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	179,589	0.285	0.488	1.440	173,490	4,847	1,253	191	1,051	668	2,462	57	417
수 송	60.30	3,706	0.074	0.010	1.440	3,598	101	7	4	22	14	51	1	9
가 정	88.00	55,405	0.025	0.151	2.102	53,866	1,505	34	59	326	207	764	18	129
일 반	100.59	128,954	0.074	0.351	2.403	125,223	3,498	234	138	759	482	1,777	41	301
합 계	78.61	367,654	.	1.000	1.878	356,177	9,950	1,527	391	2,158	1,371	5,055	118	856

<부표 28> 2009년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	185,128	0.285	0.484	2.104	177,075	6,145	1,908	294	1,871	857	2,655	57	411
수 송	60.30	3,990	0.074	0.010	2.104	3,846	133	11	6	41	19	58	1	9
가 정	88.00	57,704	0.025	0.151	3.071	55,718	1,934	52	93	589	270	835	18	129
일 반	100.59	136,005	0.074	0.355	3.510	131,091	4,549	364	218	1,385	635	1,965	42	305
합 계	78.79	382,826	.	1.000	2.749	367,730	12,762	2,334	611	3,885	1,780	5,513	118	854

<부표 29> 2010년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	190,828	0.285	0.479	3.569	178,415	8,991	3,421	541	2,488	1,037	2,822	1,508	595
수 송	60.30	4,276	0.074	0.011	3.569	4,052	204	20	12	57	24	64	34	14
가 정	88.00	59,974	0.025	0.151	5.208	57,006	2,873	94	173	795	331	902	482	190
일 반	100.59	143,355	0.074	0.360	5.954	135,842	6,846	667	412	1,894	790	2,149	1,148	453
합 계	78.97	398,433	.	1.000	4.674	375,315	18,914	4,203	1,138	5,233	2,182	5,937	3,173	1,251

<부표 30> 2011년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	195,469	0.285	0.475	5.638	176,736	12,987	5,746	943	3,625	1,234	2,981	3,010	1,193
수 송	60.30	4,362	0.074	0.011	5.638	4,032	296	33	22	83	28	68	69	27
가 정	88.00	61,941	0.025	0.150	8.228	57,552	4,229	160	307	1,181	402	971	980	388
일 반	100.59	150,030	0.074	0.364	9.406	138,693	10,192	1,145	740	2,845	969	2,340	2,362	936
합 계	79.15	411,802	.	1.000	7.400	377,013	27,705	7,084	2,012	7,734	2,633	6,360	6,422	2,544

<부표 31> 2015년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	214,036	0.285	0.460	8.275	184,049	20,285	9,702	1,646	6,325	2,153	5,201	3,552	1,408
수 송	60.30	4,702	0.074	0.010	8.275	4,186	461	55	37	144	49	118	81	32
가 정	88.00	69,810	0.025	0.150	12.076	62,629	6,903	278	560	2,152	733	1,770	1,209	479
일 반	100.59	176,729	0.074	0.380	13.804	157,311	17,338	2,080	1,406	5,406	1,841	4,446	3,036	1,203
합 계	79.76	465,277	.	1.000	10.945	408,175	44,987	12,115	3,649	14,027	4,776	11,536	7,877	3,122

<부표 32> 2020년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	238,011	0.285	0.447	12.233	185,685	35,063	17,263	2,845	10,932	3,722	8,991	6,140	2,433
수 송	60.30	5,144	0.074	0.010	12.233	4,245	802	97	65	250	85	206	140	56
가 정	88.00	79,221	0.025	0.149	17.853	66,213	12,503	504	1,014	3,898	1,327	3,206	2,189	868
일 반	100.59	210,397	0.074	0.395	20.407	173,645	32,789	3,962	2,660	10,223	3,481	8,408	5,742	2,275
합 계	80.33	532,772	.	1.000	16.296	429,788	81,157	21,827	6,584	25,304	8,615	20,810	14,211	5,632

<부표 33> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위 : 백만원)

독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별)							
년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	2,654	1,451	2,099	3,264	0	0	9,468
2004	5,307	4,188	2,328	6,533	0	0	18,356
2005	12,934	7,499	2,577	9,795	0	0	32,806
2006	29,177	13,791	4,623	13,055	0	15	60,661
2007	52,367	25,165	7,072	16,312	1,859	15	102,790
2008	86,798	39,508	9,529	17,908	1,858	2,835	158,436
2009	135,741	71,205	12,386	19,557	1,857	2,833	243,578
2010	253,557	96,200	15,226	21,123	50,171	4,162	440,438
2011	450,240	142,808	18,458	22,730	101,992	8,502	744,731
2015	821,517	260,587	33,684	41,480	125,876	10,495	1,293,640
2020	1,497,681	475,025	61,401	75,613	229,467	19,131	2,358,319

<부표 34> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위 : 백만원)

독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별)							
년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	5,307	2,902	4,198	6,527	0	0	18,934
2004	10,612	8,375	4,655	13,063	0	0	36,705
2005	25,859	14,994	5,152	19,584	0	0	65,589
2006	58,320	27,566	9,240	26,095	0	30	121,252
2007	104,636	50,283	14,130	32,593	3,714	30	205,386
2008	173,355	78,907	19,031	35,766	3,710	5,662	316,433
2009	270,928	142,121	24,721	39,034	3,706	5,655	486,164
2010	505,324	191,721	30,344	42,096	99,989	8,294	877,768
2011	895,287	283,969	36,703	45,198	202,808	16,906	1,480,871
2015	1,628,649	516,611	66,778	82,234	249,547	20,807	2,564,627
2020	2,953,891	936,897	121,103	149,132	452,579	37,733	4,651,335

<부표 35> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위 : 백만원)

독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별)							
년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	7,959	4,352	6,297	9,790	0	0	28,398
2004	15,915	12,560	6,981	19,591	0	0	55,046
2005	38,776	22,484	7,726	29,366	0	0	98,352
2006	87,429	41,326	13,852	39,120	0	45	181,772
2007	156,806	75,354	21,176	48,843	5,565	44	307,789
2008	259,672	118,196	28,507	53,575	5,558	8,481	473,990
2009	405,563	212,746	37,005	58,432	5,547	8,465	727,758
2010	755,302	286,563	45,355	62,921	149,452	12,397	1,311,990
2011	1,335,140	423,482	54,735	67,404	302,448	25,212	2,208,421
2015	2,421,394	768,072	99,283	122,261	371,015	30,935	3,812,960
2020	4,368,630	1,385,615	179,104	220,558	669,338	55,804	6,879,049

2. 부문별 가격변화율

<부표 36> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00020	0.00033	0.00049	0.00077
무연탄	0.00005	0.00008	0.00014	0.00025	0.00041	0.00060	0.00089	0.00153	0.00248	0.00375	0.00582
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00002	0.00004	0.00007	0.00013	0.00021	0.00032	0.00047	0.00080	0.00130	0.00197	0.00306
음식료품	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00018	0.00032	0.00052	0.00078	0.00121
섬유가죽	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00020	0.00030	0.00052	0.00084	0.00127	0.00197
목재종이	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00025	0.00038	0.00055	0.00095	0.00154	0.00234	0.00363
인쇄출판	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00015	0.00022	0.00032	0.00055	0.00090	0.00136	0.00211
연탄	0.00004	0.00007	0.00012	0.00021	0.00034	0.00051	0.00075	0.00129	0.00209	0.00317	0.00492
기타석탄	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00008	0.00014	0.00023	0.00035	0.00054
나프타	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00010	0.00017	0.00026	0.00040
휘발유	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00018	0.00028	0.00043
제트유	0.00000	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00016	0.00026	0.00040	0.00062
등유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00014	0.00024	0.00038	0.00058	0.00090
경유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00022	0.00036	0.00054	0.00084
중유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00023	0.00037	0.00056	0.00087
액화석유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00017	0.00029	0.00047	0.00072	0.00112
윤활유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00014	0.00020	0.00035	0.00057	0.00086	0.00133
기타석유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00010	0.00015	0.00026	0.00042	0.00063	0.00099
화학제품	0.00002	0.00005	0.00008	0.00014	0.00022	0.00033	0.00049	0.00084	0.00136	0.00205	0.00319
비금속	0.00004	0.00007	0.00011	0.00020	0.00032	0.00048	0.00071	0.00122	0.00197	0.00298	0.00463
아스팔트	0.00002	0.00003	0.00006	0.00010	0.00016	0.00024	0.00035	0.00060	0.00098	0.00148	0.00230
1차금속	0.00004	0.00007	0.00013	0.00022	0.00036	0.00054	0.00079	0.00136	0.00220	0.00334	0.00518
금속제품	0.00002	0.00004	0.00007	0.00013	0.00021	0.00032	0.00047	0.00081	0.00131	0.00198	0.00307
일반기계	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00015	0.00022	0.00033	0.00057	0.00092	0.00140	0.00217
전기전자	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00018	0.00032	0.00052	0.00078	0.00121
정밀기기	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00017	0.00024	0.00042	0.00068	0.00103	0.00160
수송장비	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00014	0.00021	0.00031	0.00054	0.00088	0.00133	0.00206
가구기타	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00015	0.00022	0.00033	0.00057	0.00092	0.00139	0.00216
수력원전	0.00061	0.00111	0.00190	0.00337	0.00547	0.00809	0.01191	0.02054	0.03324	0.05035	0.07820
화력자가	0.00061	0.00111	0.00190	0.00337	0.00547	0.00809	0.01191	0.02054	0.03324	0.05035	0.07820
도시가스	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00023	0.00033	0.00049	0.00085	0.00138	0.00208	0.00324
건설	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00016	0.00024	0.00041	0.00066	0.00100	0.00155
도소매	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00016	0.00023	0.00040	0.00065	0.00098	0.00153
음식숙박	0.00001	0.00002	0.00004	0.00008	0.00012	0.00018	0.00027	0.00046	0.00074	0.00113	0.00175
운수보관	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00011	0.00019	0.00030	0.00046	0.00071
통신방송	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00013	0.00019	0.00033	0.00053	0.00081	0.00125
공공행정	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00013	0.00019	0.00034	0.00054	0.00082	0.00128
총산출 ?	0.00002	0.00004	0.00007	0.00012	0.00020	0.00030	0.00044	0.00076	0.00123	0.00186	0.00290
부가가치	0.00002	0.00004	0.00007	0.00013	0.00021	0.00031	0.00046	0.00079	0.00128	0.00193	0.00300

<부표 37> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00016	0.00023	0.00039	0.00063	0.00094	0.00142
무연탄	0.00009	0.00017	0.00028	0.00050	0.00081	0.00120	0.00175	0.00300	0.00479	0.00714	0.01080
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00005	0.00009	0.00015	0.00026	0.00043	0.00063	0.00092	0.00158	0.00252	0.00376	0.00568
음식료품	0.00002	0.00003	0.00006	0.00010	0.00017	0.00025	0.00037	0.00062	0.00100	0.00149	0.00225
섬유가죽	0.00003	0.00006	0.00010	0.00017	0.00027	0.00040	0.00059	0.00101	0.00162	0.00241	0.00365
목재종이	0.00006	0.00010	0.00018	0.00031	0.00051	0.00074	0.00109	0.00187	0.00299	0.00445	0.00673
인쇄출판	0.00003	0.00006	0.00010	0.00018	0.00029	0.00043	0.00063	0.00109	0.00174	0.00259	0.00391
연탄	0.00008	0.00014	0.00024	0.00042	0.00068	0.00101	0.00148	0.00253	0.00404	0.00603	0.00912
기타석탄	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00011	0.00016	0.00028	0.00045	0.00066	0.00100
나프타	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00008	0.00012	0.00021	0.00033	0.00049	0.00074
휘발유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00022	0.00035	0.00053	0.00080
제트유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00013	0.00019	0.00032	0.00051	0.00076	0.00115
등유	0.00001	0.00003	0.00004	0.00008	0.00012	0.00018	0.00027	0.00046	0.00074	0.00110	0.00166
경유	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00012	0.00017	0.00025	0.00043	0.00069	0.00103	0.00156
중유	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00012	0.00018	0.00026	0.00045	0.00071	0.00106	0.00161
액화석유	0.00002	0.00003	0.00005	0.00010	0.00016	0.00023	0.00034	0.00057	0.00092	0.00137	0.00207
윤활유	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00019	0.00027	0.00040	0.00069	0.00110	0.00164	0.00247
기타석유	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00020	0.00030	0.00051	0.00081	0.00121	0.00183
화학제품	0.00005	0.00009	0.00016	0.00027	0.00044	0.00066	0.00096	0.00164	0.00263	0.00391	0.00592
비금속	0.00007	0.00013	0.00023	0.00040	0.00064	0.00095	0.00139	0.00238	0.00381	0.00568	0.00859
아스팔트	0.00004	0.00007	0.00011	0.00020	0.00032	0.00047	0.00069	0.00119	0.00190	0.00282	0.00427
1차금속	0.00008	0.00015	0.00025	0.00045	0.00072	0.00106	0.00156	0.00267	0.00426	0.00635	0.00961
금속제품	0.00005	0.00009	0.00015	0.00026	0.00043	0.00063	0.00092	0.00158	0.00253	0.00376	0.00570
일반기계	0.00003	0.00006	0.00011	0.00019	0.00030	0.00045	0.00065	0.00112	0.00179	0.00267	0.00403
전기전자	0.00002	0.00003	0.00006	0.00010	0.00017	0.00025	0.00036	0.00062	0.00100	0.00149	0.00225
정밀기기	0.00002	0.00005	0.00008	0.00014	0.00022	0.00033	0.00048	0.00082	0.00132	0.00196	0.00297
수송장비	0.00003	0.00006	0.00010	0.00018	0.00029	0.00042	0.00062	0.00106	0.00170	0.00253	0.00383
가구기타	0.00003	0.00006	0.00010	0.00019	0.00030	0.00044	0.00065	0.00111	0.00177	0.00264	0.00400
수력원전	0.00122	0.00222	0.00380	0.00672	0.01089	0.01605	0.02354	0.04025	0.06434	0.09587	0.14506
화력자가	0.00122	0.00222	0.00380	0.00672	0.01089	0.01605	0.02354	0.04025	0.06434	0.09587	0.14506
도시가스	0.00005	0.00009	0.00016	0.00028	0.00045	0.00066	0.00097	0.00167	0.00266	0.00397	0.00600
건설	0.00002	0.00004	0.00008	0.00013	0.00022	0.00032	0.00047	0.00080	0.00128	0.00190	0.00288
도소매	0.00002	0.00004	0.00007	0.00013	0.00021	0.00031	0.00046	0.00079	0.00126	0.00187	0.00283
음식숙박	0.00003	0.00005	0.00008	0.00015	0.00024	0.00036	0.00053	0.00090	0.00144	0.00214	0.00324
운수보관	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00010	0.00015	0.00021	0.00036	0.00058	0.00087	0.00131
통신방송	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00017	0.00026	0.00038	0.00065	0.00103	0.00154	0.00233
공공행정	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00018	0.00026	0.00038	0.00066	0.00105	0.00157	0.00237
총산출 ?	0.00005	0.00008	0.00014	0.00025	0.00040	0.00059	0.00087	0.00149	0.00238	0.00355	0.00537
부가가치	0.00005	0.00009	0.00015	0.00026	0.00042	0.00062	0.00090	0.00154	0.00247	0.00368	0.00557

<부표 38> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	0.00002	0.00003	0.00006	0.00010	0.00016	0.00023	0.00034	0.00058	0.00092	0.00134	0.00199
무연탄	0.00014	0.00025	0.00042	0.00075	0.00121	0.00178	0.00260	0.00441	0.00696	0.01022	0.01511
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00007	0.00013	0.00022	0.00039	0.00064	0.00094	0.00137	0.00232	0.00366	0.00538	0.00795
음식료품	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00025	0.00037	0.00054	0.00092	0.00145	0.00213	0.00315
섬유가죽	0.00005	0.00008	0.00014	0.00025	0.00041	0.00060	0.00088	0.00149	0.00235	0.00346	0.00511
목재종이	0.00008	0.00015	0.00026	0.00047	0.00075	0.00111	0.00162	0.00275	0.00434	0.00637	0.00941
인쇄출판	0.00005	0.00009	0.00015	0.00027	0.00044	0.00064	0.00094	0.00160	0.00252	0.00370	0.00547
연탄	0.00011	0.00021	0.00036	0.00063	0.00102	0.00150	0.00219	0.00372	0.00588	0.00863	0.01275
기타석탄	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00017	0.00024	0.00041	0.00065	0.00095	0.00141
나프타	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00018	0.00030	0.00048	0.00070	0.00103
휘발유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00013	0.00019	0.00033	0.00051	0.00075	0.00112
제트유	0.00001	0.00003	0.00004	0.00008	0.00013	0.00019	0.00028	0.00047	0.00074	0.00108	0.00160
등유	0.00002	0.00004	0.00007	0.00012	0.00019	0.00027	0.00040	0.00068	0.00107	0.00157	0.00232
경유	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00018	0.00026	0.00038	0.00064	0.00101	0.00148	0.00219
중유	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00018	0.00027	0.00039	0.00066	0.00104	0.00152	0.00225
액화석유	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00023	0.00034	0.00050	0.00085	0.00134	0.00196	0.00290
윤활유	0.00003	0.00006	0.00010	0.00017	0.00028	0.00041	0.00060	0.00101	0.00159	0.00234	0.00346
기타석유	0.00002	0.00004	0.00007	0.00013	0.00020	0.00030	0.00044	0.00075	0.00118	0.00173	0.00256
화학제품	0.00007	0.00014	0.00023	0.00041	0.00066	0.00097	0.00142	0.00242	0.00382	0.00560	0.00828
비금속	0.00011	0.00020	0.00034	0.00060	0.00096	0.00141	0.00207	0.00351	0.00554	0.00813	0.01201
아스팔트	0.00005	0.00010	0.00017	0.00030	0.00048	0.00070	0.00103	0.00174	0.00275	0.00404	0.00598
1차금속	0.00012	0.00022	0.00038	0.00067	0.00108	0.00158	0.00231	0.00392	0.00620	0.00910	0.01345
금속제품	0.00007	0.00013	0.00022	0.00039	0.00064	0.00094	0.00137	0.00232	0.00367	0.00539	0.00797
일반기계	0.00005	0.00009	0.00016	0.00028	0.00045	0.00066	0.00097	0.00165	0.00260	0.00382	0.00564
전기전자	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00025	0.00037	0.00054	0.00092	0.00145	0.00213	0.00314
정밀기기	0.00004	0.00007	0.00012	0.00021	0.00033	0.00049	0.00071	0.00121	0.00191	0.00281	0.00415
수송장비	0.00005	0.00009	0.00015	0.00027	0.00043	0.00063	0.00092	0.00156	0.00247	0.00362	0.00535
가구기타	0.00005	0.00009	0.00016	0.00028	0.00045	0.00066	0.00096	0.00163	0.00258	0.00378	0.00559
수력원전	0.00182	0.00333	0.00569	0.01005	0.01625	0.02389	0.03489	0.05919	0.09350	0.13723	0.20287
화력자가	0.00182	0.00333	0.00569	0.01005	0.01625	0.02389	0.03489	0.05919	0.09350	0.13723	0.20287
도시가스	0.00008	0.00014	0.00024	0.00042	0.00067	0.00099	0.00144	0.00245	0.00387	0.00568	0.00840
건설	0.00004	0.00007	0.00011	0.00020	0.00032	0.00047	0.00069	0.00117	0.00185	0.00272	0.00402
도소매	0.00004	0.00006	0.00011	0.00020	0.00032	0.00047	0.00068	0.00116	0.00183	0.00268	0.00396
음식숙박	0.00004	0.00007	0.00013	0.00022	0.00036	0.00053	0.00078	0.00132	0.00209	0.00307	0.00453
운수보관	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00015	0.00022	0.00032	0.00054	0.00085	0.00124	0.00183
통신방송	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00026	0.00038	0.00056	0.00095	0.00150	0.00220	0.00325
공공행정	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00027	0.00039	0.00057	0.00097	0.00153	0.00224	0.00332
총산출 ?	0.00007	0.00012	0.00021	0.00037	0.00060	0.00088	0.00129	0.00219	0.00346	0.00508	0.00751
부가가치	0.00007	0.00013	0.00022	0.00039	0.00062	0.00092	0.00134	0.00227	0.00359	0.00527	0.00778

3. 부문별 총산출변화율

<부표 39> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00035	-0.00051	-0.00076	-0.00131	-0.00211	-0.00320	-0.00497
무연탄	-0.00012	-0.00022	-0.00037	-0.00065	-0.00106	-0.00157	-0.00231	-0.00398	-0.00644	-0.00976	-0.01516
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00043	-0.00064	-0.00095	-0.00163	-0.00264	-0.00400	-0.00621
음식료품	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00024	-0.00039	-0.00057	-0.00084	-0.00145	-0.00235	-0.00357	-0.00554
섬유가죽	-0.00006	-0.00010	-0.00018	-0.00032	-0.00051	-0.00076	-0.00111	-0.00192	-0.00311	-0.00471	-0.00732
목재종이	-0.00008	-0.00014	-0.00025	-0.00044	-0.00071	-0.00105	-0.00155	-0.00267	-0.00433	-0.00655	-0.01018
인쇄출판	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00027	-0.00040	-0.00070	-0.00113	-0.00171	-0.00265
연탄	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00070	-0.00114	-0.00168	-0.00247	-0.00427	-0.00690	-0.01046	-0.01624
기타석탄	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00017	-0.00027	-0.00040	-0.00059	-0.00102	-0.00164	-0.00249	-0.00387
나프타	-0.00009	-0.00017	-0.00029	-0.00052	-0.00084	-0.00125	-0.00183	-0.00316	-0.00512	-0.00775	-0.01204
휘발유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00014	-0.00024	-0.00039	-0.00060	-0.00093
제트유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00025	-0.00038
등유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00014	-0.00024	-0.00039	-0.00058	-0.00091
경유	-0.00002	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00032	-0.00047	-0.00081	-0.00131	-0.00199	-0.00309
중유	-0.00009	-0.00017	-0.00029	-0.00051	-0.00083	-0.00122	-0.00180	-0.00311	-0.00503	-0.00762	-0.01183
액화석유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00013	-0.00021	-0.00030	-0.00045	-0.00077	-0.00125	-0.00189	-0.00293
유활유	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00052	-0.00079	-0.00122
기타석유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00029	-0.00042	-0.00073	-0.00118	-0.00179	-0.00278
화학제품	-0.00080	-0.00146	-0.00250	-0.00442	-0.00718	-0.01062	-0.01562	-0.02695	-0.04361	-0.06606	-0.10260
비금속	-0.00012	-0.00021	-0.00036	-0.00064	-0.00104	-0.00153	-0.00226	-0.00389	-0.00630	-0.00954	-0.01482
아스팔트	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00034	-0.00050	-0.00073	-0.00126	-0.00204	-0.00310	-0.00481
1차금속	-0.00003	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00031	-0.00046	-0.00068	-0.00118	-0.00190	-0.00288	-0.00448
금속제품	0.00001	0.00003	0.00004	0.00008	0.00013	0.00019	0.00027	0.00047	0.00077	0.00116	0.00180
일반기계	-0.00001	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00012	-0.00018	-0.00027	-0.00047	-0.00076	-0.00115	-0.00178
전기전자	-0.00008	-0.00015	-0.00025	-0.00044	-0.00072	-0.00106	-0.00156	-0.00270	-0.00437	-0.00662	-0.01028
정밀기기	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00014	-0.00023	-0.00035	-0.00051	-0.00088	-0.00142	-0.00216	-0.00335
수송장비	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00033	-0.00054	-0.00081	-0.00127
가구기타	-0.00003	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00045	-0.00066	-0.00114	-0.00185	-0.00280	-0.00435
수력원전	-0.00053	-0.00096	-0.00165	-0.00293	-0.00475	-0.00703	-0.01034	-0.01783	-0.02886	-0.04372	-0.06790
화력자가	-0.00056	-0.00102	-0.00175	-0.00310	-0.00504	-0.00745	-0.01097	-0.01891	-0.03061	-0.04636	-0.07201
도시가스	-0.00011	-0.00021	-0.00036	-0.00063	-0.00102	-0.00151	-0.00222	-0.00383	-0.00620	-0.00939	-0.01459
건설	-0.00004	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00037	-0.00054	-0.00080	-0.00138	-0.00223	-0.00339	-0.00526
도소매	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00034	-0.00055	-0.00081	-0.00120	-0.00207	-0.00334	-0.00506	-0.00787
음식숙박	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00033	-0.00049	-0.00073	-0.00125	-0.00203	-0.00307	-0.00477
운수보관	-0.00007	-0.00013	-0.00022	-0.00039	-0.00063	-0.00093	-0.00137	-0.00237	-0.00384	-0.00581	-0.00902
통신방송	-0.00037	-0.00068	-0.00117	-0.00207	-0.00336	-0.00496	-0.00731	-0.01260	-0.02039	-0.03089	-0.04797
공공행정	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00028
총부문	-0.00019	-0.00034	-0.00059	-0.00104	-0.00169	-0.00249	-0.00367	-0.00633	-0.01025	-0.01552	-0.02411
32&33	-0.00055	-0.00100	-0.00171	-0.00303	-0.00492	-0.00728	-0.01071	-0.01848	-0.02990	-0.04529	-0.07035

<부표 40> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00008	-0.00014	-0.00024	-0.00043	-0.00069	-0.00102	-0.00150	-0.00256	-0.00409	-0.00610	-0.00923
무연탄	-0.00024	-0.00043	-0.00074	-0.00130	-0.00211	-0.00311	-0.00456	-0.00780	-0.01248	-0.01859	-0.02812
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	-0.00010	-0.00018	-0.00030	-0.00053	-0.00086	-0.00127	-0.00187	-0.00319	-0.00511	-0.00761	-0.01151
음식료품	-0.00009	-0.00016	-0.00027	-0.00048	-0.00077	-0.00114	-0.00167	-0.00285	-0.00456	-0.00679	-0.01027
섬유가죽	-0.00011	-0.00021	-0.00036	-0.00063	-0.00102	-0.00150	-0.00220	-0.00377	-0.00602	-0.00897	-0.01357
목재종이	-0.00016	-0.00029	-0.00049	-0.00087	-0.00142	-0.00209	-0.00306	-0.00524	-0.00838	-0.01248	-0.01888
인쇄출판	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00023	-0.00037	-0.00054	-0.00080	-0.00137	-0.00218	-0.00325	-0.00492
연탄	-0.00025	-0.00046	-0.00079	-0.00140	-0.00226	-0.00333	-0.00489	-0.00836	-0.01336	-0.01991	-0.03013
기타석탄	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00033	-0.00054	-0.00079	-0.00116	-0.00199	-0.00318	-0.00474	-0.00718
나프타	-0.00019	-0.00034	-0.00059	-0.00103	-0.00168	-0.00247	-0.00362	-0.00620	-0.00991	-0.01476	-0.02233
휘발유	-0.00001	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00028	-0.00048	-0.00076	-0.00114	-0.00172
제트유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00020	-0.00032	-0.00047	-0.00071
등유	-0.00001	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00027	-0.00047	-0.00075	-0.00111	-0.00168
경유	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00043	-0.00063	-0.00093	-0.00159	-0.00254	-0.00379	-0.00574
중유	-0.00018	-0.00034	-0.00058	-0.00102	-0.00165	-0.00243	-0.00356	-0.00609	-0.00973	-0.01451	-0.02195
액화석유	-0.00005	-0.00008	-0.00014	-0.00025	-0.00041	-0.00060	-0.00088	-0.00151	-0.00241	-0.00360	-0.00544
유활유	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00025	-0.00037	-0.00063	-0.00100	-0.00150	-0.00226
기타석유	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00024	-0.00039	-0.00057	-0.00084	-0.00143	-0.00228	-0.00340	-0.00515
화학제품	-0.00160	-0.00291	-0.00499	-0.00882	-0.01429	-0.02106	-0.03088	-0.05281	-0.08441	-0.12578	-0.19031
비금속	-0.00023	-0.00042	-0.00072	-0.00127	-0.00206	-0.00304	-0.00446	-0.00763	-0.01219	-0.01817	-0.02749
아스팔트	-0.00007	-0.00014	-0.00023	-0.00041	-0.00067	-0.00099	-0.00145	-0.00248	-0.00396	-0.00590	-0.00892
1차금속	-0.00007	-0.00013	-0.00022	-0.00038	-0.00062	-0.00092	-0.00135	-0.00230	-0.00368	-0.00549	-0.00830
금속제품	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00025	0.00037	0.00054	0.00093	0.00148	0.00221	0.00335
일반기계	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00025	-0.00037	-0.00054	-0.00092	-0.00147	-0.00218	-0.00331
전기전자	-0.00016	-0.00029	-0.00050	-0.00088	-0.00143	-0.00211	-0.00309	-0.00529	-0.00845	-0.01260	-0.01906
정밀기기	-0.00005	-0.00010	-0.00016	-0.00029	-0.00047	-0.00069	-0.00101	-0.00172	-0.00275	-0.00410	-0.00621
수송장비	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00026	-0.00038	-0.00065	-0.00104	-0.00155	-0.00235
가구기타	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00037	-0.00061	-0.00089	-0.00131	-0.00224	-0.00358	-0.00534	-0.00808
수력원전	-0.00106	-0.00193	-0.00330	-0.00584	-0.00946	-0.01394	-0.02044	-0.03495	-0.05587	-0.08325	-0.12596
화력자가	-0.00112	-0.00204	-0.00350	-0.00619	-0.01003	-0.01478	-0.02167	-0.03706	-0.05924	-0.08828	-0.13357
도시가스	-0.00023	-0.00041	-0.00071	-0.00125	-0.00203	-0.00300	-0.00439	-0.00751	-0.01201	-0.01789	-0.02707
건설	-0.00008	-0.00015	-0.00026	-0.00045	-0.00073	-0.00108	-0.00158	-0.00271	-0.00433	-0.00645	-0.00975
도소매	-0.00012	-0.00022	-0.00038	-0.00068	-0.00110	-0.00161	-0.00237	-0.00405	-0.00647	-0.00964	-0.01459
음식숙박	-0.00007	-0.00014	-0.00023	-0.00041	-0.00066	-0.00098	-0.00143	-0.00245	-0.00392	-0.00584	-0.00884
운수보관	-0.00014	-0.00026	-0.00044	-0.00078	-0.00126	-0.00185	-0.00272	-0.00464	-0.00742	-0.01106	-0.01674
통신방송	-0.00075	-0.00136	-0.00233	-0.00412	-0.00668	-0.00985	-0.01444	-0.02469	-0.03947	-0.05881	-0.08898
공공행정	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00035	-0.00052
총부문	-0.00038	-0.00068	-0.00117	-0.00207	-0.00336	-0.00495	-0.00726	-0.01241	-0.01984	-0.02956	-0.04473
32&33	-0.00109	-0.00200	-0.00342	-0.00605	-0.00980	-0.01444	-0.02117	-0.03621	-0.05788	-0.08624	-0.13049

<부표 41> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00012	-0.00021	-0.00036	-0.00064	-0.00103	-0.00152	-0.00222	-0.00376	-0.00595	-0.00873	-0.01290
무연탄	-0.00035	-0.00064	-0.00110	-0.00195	-0.00315	-0.00463	-0.00677	-0.01148	-0.01813	-0.02661	-0.03933
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	-0.00014	-0.00026	-0.00045	-0.00080	-0.00129	-0.00190	-0.00277	-0.00470	-0.00742	-0.01089	-0.01610
음식료품	-0.00013	-0.00024	-0.00040	-0.00071	-0.00115	-0.00169	-0.00247	-0.00419	-0.00662	-0.00972	-0.01437
석유가죽	-0.00017	-0.00031	-0.00053	-0.00094	-0.00152	-0.00223	-0.00326	-0.00554	-0.00875	-0.01284	-0.01898
목재종이	-0.00024	-0.00043	-0.00074	-0.00131	-0.00211	-0.00311	-0.00454	-0.00770	-0.01217	-0.01786	-0.02641
인쇄출판	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00034	-0.00055	-0.00081	-0.00118	-0.00201	-0.00317	-0.00466	-0.00689
연탄	-0.00038	-0.00069	-0.00118	-0.00209	-0.00337	-0.00496	-0.00725	-0.01229	-0.01942	-0.02850	-0.04214
기타석탄	-0.00009	-0.00016	-0.00028	-0.00050	-0.00080	-0.00118	-0.00173	-0.00293	-0.00463	-0.00679	-0.01004
나프타	-0.00028	-0.00051	-0.00088	-0.00155	-0.00250	-0.00368	-0.00537	-0.00911	-0.01440	-0.02113	-0.03124
휘발유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00028	-0.00041	-0.00070	-0.00111	-0.00163	-0.00240
제트유	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00017	-0.00029	-0.00046	-0.00067	-0.00099
등유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00028	-0.00040	-0.00069	-0.00108	-0.00159	-0.00235
경유	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00064	-0.00094	-0.00138	-0.00234	-0.00370	-0.00543	-0.00802
중유	-0.00028	-0.00050	-0.00086	-0.00152	-0.00246	-0.00361	-0.00528	-0.00895	-0.01415	-0.02076	-0.03069
액화석유	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00038	-0.00061	-0.00090	-0.00131	-0.00222	-0.00351	-0.00515	-0.00761
유활유	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00025	-0.00037	-0.00054	-0.00092	-0.00146	-0.00214	-0.00317
기타석유	-0.00006	-0.00012	-0.00020	-0.00036	-0.00058	-0.00085	-0.00124	-0.00210	-0.00332	-0.00487	-0.00720
화학제품	-0.00239	-0.00436	-0.00747	-0.01318	-0.02131	-0.03134	-0.04578	-0.07765	-0.12268	-0.18004	-0.26616
비금속	-0.00035	-0.00063	-0.00108	-0.00190	-0.00308	-0.00453	-0.00661	-0.01122	-0.01772	-0.02601	-0.03845
아스팔트	-0.00011	-0.00020	-0.00035	-0.00062	-0.00100	-0.00147	-0.00215	-0.00364	-0.00575	-0.00844	-0.01248
1차금속	-0.00010	-0.00019	-0.00033	-0.00058	-0.00093	-0.00137	-0.00200	-0.00339	-0.00535	-0.00785	-0.01161
금속제품	0.00004	0.00008	0.00013	0.00023	0.00037	0.00055	0.00081	0.00137	0.00216	0.00317	0.00468
일반기계	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00023	-0.00037	-0.00054	-0.00080	-0.00135	-0.00213	-0.00313	-0.00462
전기전자	-0.00024	-0.00044	-0.00075	-0.00132	-0.00213	-0.00314	-0.00458	-0.00778	-0.01229	-0.01803	-0.02666
정밀기기	-0.00008	-0.00014	-0.00024	-0.00043	-0.00070	-0.00102	-0.00149	-0.00253	-0.00400	-0.00587	-0.00868
운송장비	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00026	-0.00039	-0.00056	-0.00096	-0.00151	-0.00222	-0.00328
가구기타	-0.00010	-0.00019	-0.00032	-0.00056	-0.00090	-0.00133	-0.00194	-0.00330	-0.00521	-0.00764	-0.01130
수력원전	-0.00158	-0.00289	-0.00494	-0.00872	-0.01411	-0.02074	-0.03030	-0.05139	-0.08119	-0.11916	-0.17616
화력자가	-0.00168	-0.00306	-0.00524	-0.00925	-0.01496	-0.02200	-0.03213	-0.05450	-0.08610	-0.12636	-0.18680
도시가스	-0.00034	-0.00062	-0.00106	-0.00187	-0.00303	-0.00446	-0.00651	-0.01104	-0.01745	-0.02560	-0.03785
건설	-0.00012	-0.00022	-0.00038	-0.00068	-0.00109	-0.00161	-0.00235	-0.00398	-0.00629	-0.00923	-0.01364
도소매	-0.00018	-0.00033	-0.00057	-0.00101	-0.00163	-0.00240	-0.00351	-0.00595	-0.00941	-0.01380	-0.02041
음식숙박	-0.00011	-0.00020	-0.00035	-0.00061	-0.00099	-0.00146	-0.00213	-0.00361	-0.00570	-0.00836	-0.01236
음수보관	-0.00021	-0.00038	-0.00066	-0.00116	-0.00187	-0.00276	-0.00403	-0.00683	-0.01079	-0.01583	-0.02341
통신방송	-0.00112	-0.00204	-0.00349	-0.00616	-0.00997	-0.01465	-0.02141	-0.03631	-0.05736	-0.08418	-0.12445
공공행정	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00050	-0.00073
총부문	-0.00056	-0.00103	-0.00175	-0.00310	-0.00501	-0.00737	-0.01076	-0.01825	-0.02883	-0.04231	-0.06255
32&33	-0.00164	-0.00299	-0.00512	-0.00904	-0.01461	-0.02149	-0.03139	-0.05324	-0.08412	-0.12345	-0.18250

4. 부문별 총수요변화율

<부표 42> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00008	-0.00012	-0.00021	-0.00034	-0.00051	-0.00079
무연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
음식료품	-0.00001	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00012	-0.00018	-0.00027	-0.00046	-0.00075	-0.00114	-0.00176
석유가죽	-0.00002	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00032	-0.00047	-0.00082	-0.00132	-0.00200	-0.00310
목재종이	-0.00001	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00029	-0.00050	-0.00080	-0.00122	-0.00189
인쇄출판	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00011	-0.00017	-0.00029	-0.00047	-0.00071	-0.00110
연탄	-0.00013	-0.00023	-0.00039	-0.00070	-0.00113	-0.00168	-0.00247	-0.00426	-0.00689	-0.01043	-0.01620
기타석탄	-0.00001	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00012	-0.00018	-0.00027	-0.00047	-0.00076	-0.00115	-0.00179
나프타	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00005
휘발유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00005	-0.00008
등유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00011
경유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010
중유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009
액화석유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00014
유활유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00018
기타석유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013
화학제품	-0.00030	-0.00055	-0.00094	-0.00166	-0.00270	-0.00399	-0.00587	-0.01012	-0.01637	-0.02480	-0.03852
비금속	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00065	-0.00096	-0.00141	-0.00244	-0.00394	-0.00597	-0.00928
아스팔트	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00020	-0.00032	-0.00048	-0.00070	-0.00121	-0.00196	-0.00297	-0.00461
1차금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
금속제품	0.00003	0.00005	0.00009	0.00016	0.00026	0.00038	0.00056	0.00097	0.00158	0.00239	0.00371
일반기계	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00018	0.00027	0.00040	0.00069	0.00112	0.00169	0.00262
전기전자	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00027	-0.00042
정밀기기	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00015	-0.00024	-0.00036	-0.00056
운송장비	0.00000	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00020	0.00031
가구기타	-0.00002	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00032	-0.00047	-0.00082	-0.00132	-0.00200	-0.00310
수력원전	-0.00050	-0.00091	-0.00157	-0.00277	-0.00450	-0.00666	-0.00980	-0.01690	-0.02735	-0.04143	-0.06434
화력자가	-0.00050	-0.00091	-0.00157	-0.00277	-0.00450	-0.00666	-0.00980	-0.01690	-0.02735	-0.04143	-0.06434
도시가스	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00014	-0.00023	-0.00034	-0.00050	-0.00086	-0.00139	-0.00210	-0.00326
건설	0.00002	0.00003	0.00006	0.00010	0.00016	0.00024	0.00035	0.00061	0.00098	0.00149	0.00231
도소매	-0.00001	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00028	-0.00048	-0.00078	-0.00118	-0.00183
음식숙박	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00022	-0.00032	-0.00055	-0.00089	-0.00135	-0.00210
음수보관	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00036	-0.00055	-0.00085
통신방송	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00016	-0.00023	-0.00039	-0.00064	-0.00097	-0.00150
공공행정	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00028
총부문	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00028	-0.00042	-0.00061	-0.00106	-0.00171	-0.00259	-0.00403
32&33	-0.00050	-0.00091	-0.00157	-0.00277	-0.00450	-0.00666	-0.00980	-0.01690	-0.02735	-0.04143	-0.06434

<부표 43> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00016	-0.00024	-0.00041	-0.00065	-0.00097	-0.00146
무연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
음식료품	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00025	-0.00036	-0.00053	-0.00091	-0.00145	-0.00216	-0.00327
섬유가죽	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00043	-0.00064	-0.00093	-0.00160	-0.00255	-0.00381	-0.00576
목재종이	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00026	-0.00039	-0.00057	-0.00097	-0.00156	-0.00232	-0.00351
인쇄출판	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00033	-0.00057	-0.00091	-0.00135	-0.00204
연탄	-0.00025	-0.00046	-0.00079	-0.00139	-0.00226	-0.00333	-0.00488	-0.00834	-0.01333	-0.01986	-0.03005
기타석탄	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00025	-0.00037	-0.00054	-0.00092	-0.00147	-0.00219	-0.00331
나프타	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00010
휘발유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00014	-0.00022
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00010	-0.00016
등유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00020
경유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00019
중유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00017
액화석유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00017	-0.00025
윤활유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00022	-0.00034
기타석유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00017	-0.00025
화학제품	-0.00060	-0.00109	-0.00187	-0.00331	-0.00536	-0.00791	-0.01159	-0.01983	-0.03169	-0.04722	-0.07145
비금속	-0.00014	-0.00026	-0.00045	-0.00080	-0.00129	-0.00190	-0.00279	-0.00478	-0.00763	-0.01138	-0.01721
아스팔트	-0.00007	-0.00013	-0.00022	-0.00040	-0.00064	-0.00095	-0.00139	-0.00238	-0.00380	-0.00566	-0.00856
1차금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
금속제품	0.00006	0.00011	0.00018	0.00032	0.00052	0.00076	0.00112	0.00191	0.00305	0.00454	0.00687
일반기계	0.00004	0.00007	0.00013	0.00023	0.00037	0.00054	0.00079	0.00135	0.00216	0.00322	0.00487
전기전자	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00035	-0.00052	-0.00078
정밀기기	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00011	-0.00017	-0.00029	-0.00046	-0.00068	-0.00103
수송장비	0.00000	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00016	0.00026	0.00039	0.00058
가구기타	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00043	-0.00064	-0.00093	-0.00160	-0.00255	-0.00381	-0.00576
수력원전	-0.00100	-0.00183	-0.00313	-0.00553	-0.00896	-0.01321	-0.01937	-0.03312	-0.05294	-0.07888	-0.11935
화력자가	-0.00100	-0.00183	-0.00313	-0.00553	-0.00896	-0.01321	-0.01937	-0.03312	-0.05294	-0.07888	-0.11935
도시가스	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00028	-0.00045	-0.00067	-0.00098	-0.00168	-0.00268	-0.00400	-0.00604
건설	0.00004	0.00007	0.00011	0.00020	0.00032	0.00047	0.00069	0.00119	0.00190	0.00283	0.00428
도소매	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00025	-0.00038	-0.00055	-0.00094	-0.00151	-0.00224	-0.00340
음식숙박	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00018	-0.00029	-0.00043	-0.00063	-0.00108	-0.00172	-0.00257	-0.00389
운수보관	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00017	-0.00026	-0.00044	-0.00070	-0.00104	-0.00157
통신방송	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00013	-0.00021	-0.00031	-0.00045	-0.00077	-0.00124	-0.00184	-0.00279
공공행정	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00035	-0.00052
총부문	-0.00006	-0.00011	-0.00020	-0.00035	-0.00056	-0.00083	-0.00121	-0.00207	-0.00331	-0.00494	-0.00747
32&33	-0.00100	-0.00183	-0.00313	-0.00553	-0.00896	-0.01321	-0.01937	-0.03312	-0.05294	-0.07888	-0.11935

<부표 44> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00024	-0.00035	-0.00060	-0.00094	-0.00138	-0.00205
무연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
음식료품	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00023	-0.00037	-0.00054	-0.00079	-0.00134	-0.00211	-0.00310	-0.00458
섬유가죽	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00064	-0.00095	-0.00139	-0.00235	-0.00371	-0.00545	-0.00805
목재종이	-0.00004	-0.00008	-0.00014	-0.00024	-0.00039	-0.00058	-0.00084	-0.00143	-0.00226	-0.00332	-0.00491
인쇄출판	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00014	-0.00023	-0.00034	-0.00049	-0.00083	-0.00132	-0.00193	-0.00285
연탄	-0.00038	-0.00069	-0.00118	-0.00208	-0.00337	-0.00495	-0.00723	-0.01226	-0.01937	-0.02843	-0.04203
기타석탄	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00023	-0.00037	-0.00055	-0.00080	-0.00135	-0.00213	-0.00313	-0.00463
나프타	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00010	-0.00014
휘발유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00004	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00021	-0.00031
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00022
등유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00028
경유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00012	-0.00018	-0.00026
중유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00017	-0.00024
액화석유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00024	-0.00035
윤활유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00014	-0.00022	-0.00032	-0.00047
기타석유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00024	-0.00035
화학제품	-0.00090	-0.00164	-0.00280	-0.00495	-0.00800	-0.01177	-0.01719	-0.02915	-0.04606	-0.06760	-0.09993
비금속	-0.00022	-0.00039	-0.00068	-0.00119	-0.00193	-0.00283	-0.00414	-0.00702	-0.01110	-0.01628	-0.02407
아스팔트	-0.00011	-0.00020	-0.00034	-0.00059	-0.00096	-0.00141	-0.00206	-0.00349	-0.00552	-0.00810	-0.01197
1차금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
금속제품	0.00009	0.00016	0.00027	0.00048	0.00077	0.00113	0.00165	0.00280	0.00443	0.00650	0.00961
일반기계	0.00006	0.00011	0.00019	0.00034	0.00055	0.00080	0.00117	0.00199	0.00314	0.00460	0.00681
전기전자	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00050	-0.00074	-0.00109
정밀기기	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00017	-0.00025	-0.00042	-0.00067	-0.00098	-0.00144
수송장비	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00010	0.00014	0.00024	0.00038	0.00055	0.00082
가구기타	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00064	-0.00095	-0.00139	-0.00235	-0.00371	-0.00545	-0.00805
수력원전	-0.00150	-0.00274	-0.00468	-0.00827	-0.01337	-0.01966	-0.02871	-0.04870	-0.07694	-0.11291	-0.16692
화력자가	-0.00150	-0.00274	-0.00468	-0.00827	-0.01337	-0.01966	-0.02871	-0.04870	-0.07694	-0.11291	-0.16692
도시가스	-0.00008	-0.00014	-0.00024	-0.00042	-0.00068	-0.00100	-0.00145	-0.00247	-0.00390	-0.00572	-0.00845
건설	0.00005	0.00010	0.00017	0.00030	0.00048	0.00071	0.00103	0.00175	0.00276	0.00405	0.00599
도소매	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00024	-0.00038	-0.00056	-0.00082	-0.00139	-0.00219	-0.00321	-0.00475
음식숙박	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00044	-0.00064	-0.00094	-0.00159	-0.00251	-0.00368	-0.00544
운수보관	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00026	-0.00038	-0.00064	-0.00101	-0.00149	-0.00220
통신방송	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00031	-0.00046	-0.00067	-0.00114	-0.00180	-0.00264	-0.00390
공공행정	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00050	-0.00073
총부문	-0.00009	-0.00017	-0.00029	-0.00052	-0.00084	-0.00123	-0.00180	-0.00305	-0.00481	-0.00707	-0.01045
32&33	-0.00150	-0.00274	-0.00468	-0.00827	-0.01337	-0.01966	-0.02871	-0.04870	-0.07694	-0.11291	-0.16692

5. 부문별 GDP변화율

<부표 45> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00003	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00045	-0.00066	-0.00114	-0.00185	-0.00280	-0.00434
유연탄	-0.00009	-0.00016	-0.00028	-0.00050	-0.00080	-0.00119	-0.00175	-0.00302	-0.00488	-0.00740	-0.01149
무연탄	-0.00008	-0.00014	-0.00024	-0.00042	-0.00068	-0.00101	-0.00149	-0.00256	-0.00415	-0.00628	-0.00976
원유	-0.00015	-0.00027	-0.00047	-0.00083	-0.00135	-0.00200	-0.00294	-0.00507	-0.00821	-0.01243	-0.01931
천연가스	-0.00005	-0.00010	-0.00016	-0.00029	-0.00047	-0.00069	-0.00102	-0.00176	-0.00285	-0.00432	-0.00671
비철금속광	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00020	-0.00029	-0.00043	-0.00074	-0.00120	-0.00182	-0.00283
음식료품	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00034	-0.00050	-0.00073	-0.00126	-0.00205	-0.00310	-0.00481
섬유가죽	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00044	-0.00065	-0.00095	-0.00164	-0.00266	-0.00402	-0.00625
목재종이	-0.00006	-0.00012	-0.00020	-0.00035	-0.00057	-0.00085	-0.00125	-0.00215	-0.00348	-0.00527	-0.00819
인쇄출판	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00026	-0.00038	-0.00065	-0.00105	-0.00159	-0.00247
연탄	-0.00013	-0.00023	-0.00039	-0.00070	-0.00114	-0.00168	-0.00247	-0.00426	-0.00689	-0.01044	-0.01621
기타석탄	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00026	-0.00039	-0.00058	-0.00099	-0.00161	-0.00244	-0.00378
나프타	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00031	-0.00050	-0.00073	-0.00108	-0.00186	-0.00302	-0.00457	-0.00709
휘발유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00014	-0.00024	-0.00039	-0.00059	-0.00091
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00028
등유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00036	-0.00054	-0.00084
경유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00013	-0.00021	-0.00031	-0.00046	-0.00079	-0.00128	-0.00194	-0.00302
중유	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00041	-0.00066	-0.00097	-0.00143	-0.00247	-0.00400	-0.00606	-0.00941
액화석유	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00020	-0.00034	-0.00055	-0.00084	-0.00130
유활유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00010	-0.00014	-0.00025	-0.00040	-0.00061	-0.00094
기타석유	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00022	-0.00032	-0.00055	-0.00090	-0.00136	-0.00211
화학제품	-0.00066	-0.00120	-0.00205	-0.00363	-0.00590	-0.00872	-0.01283	-0.02213	-0.03582	-0.05426	-0.08427
비금속	-0.00010	-0.00019	-0.00033	-0.00058	-0.00094	-0.00138	-0.00204	-0.00351	-0.00569	-0.00862	-0.01338
아스팔트	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00020	-0.00033	-0.00048	-0.00071	-0.00123	-0.00199	-0.00301	-0.00467
1차금속	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00025	-0.00037	-0.00054	-0.00093	-0.00151	-0.00228	-0.00355
금속제품	0.00001	0.00002	0.00004	0.00007	0.00012	0.00017	0.00025	0.00044	0.00071	0.00107	0.00167
일반기계	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00052	-0.00079	-0.00123
전기전자	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00033	-0.00053	-0.00078	-0.00115	-0.00198	-0.00321	-0.00486	-0.00755
정밀기기	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00022	-0.00038	-0.00061	-0.00092	-0.00143
수송장비	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00017	-0.00030	-0.00049	-0.00074	-0.00114
가구기타	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00025	-0.00037	-0.00054	-0.00093	-0.00151	-0.00229	-0.00355
수력원전	-0.00053	-0.00096	-0.00165	-0.00292	-0.00475	-0.00702	-0.01033	-0.01781	-0.02883	-0.04367	-0.06783
화력자가	-0.00056	-0.00102	-0.00175	-0.00310	-0.00503	-0.00744	-0.01095	-0.01888	-0.03055	-0.04628	-0.07188
도시가스	-0.00011	-0.00021	-0.00035	-0.00063	-0.00102	-0.00150	-0.00221	-0.00382	-0.00618	-0.00936	-0.01454
건설	-0.00004	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00037	-0.00054	-0.00080	-0.00138	-0.00223	-0.00338	-0.00526
도소매	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00033	-0.00054	-0.00080	-0.00117	-0.00203	-0.00328	-0.00496	-0.00771
음식숙박	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00018	-0.00029	-0.00043	-0.00063	-0.00109	-0.00177	-0.00267	-0.00415
금융보험	-0.00006	-0.00011	-0.00019	-0.00033	-0.00053	-0.00079	-0.00116	-0.00200	-0.00324	-0.00491	-0.00763
통신방송	-0.00036	-0.00065	-0.00112	-0.00198	-0.00322	-0.00475	-0.00699	-0.01206	-0.01952	-0.02957	-0.04593
공공행정	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00028
총부문	-0.00016	-0.00030	-0.00051	-0.00090	-0.00147	-0.00217	-0.00319	-0.00550	-0.00891	-0.01349	-0.02096
32&33	-0.00055	-0.00100	-0.00171	-0.00303	-0.00492	-0.00727	-0.01070	-0.01845	-0.02986	-0.04523	-0.07024

<부표 46> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00037	-0.00060	-0.00089	-0.00131	-0.00224	-0.00357	-0.00533	-0.00806
유연탄	-0.00018	-0.00033	-0.00056	-0.00099	-0.00160	-0.00236	-0.00346	-0.00591	-0.00945	-0.01409	-0.02131
무연탄	-0.00015	-0.00028	-0.00047	-0.00084	-0.00136	-0.00200	-0.00294	-0.00502	-0.00803	-0.01196	-0.01810
원유	-0.00030	-0.00055	-0.00094	-0.00166	-0.00269	-0.00396	-0.00581	-0.00994	-0.01589	-0.02367	-0.03581
천연가스	-0.00010	-0.00019	-0.00033	-0.00058	-0.00093	-0.00138	-0.00202	-0.00345	-0.00552	-0.00822	-0.01244
비철금속광	-0.00004	-0.00008	-0.00014	-0.00024	-0.00039	-0.00058	-0.00085	-0.00146	-0.00233	-0.00347	-0.00525
음식료품	-0.00007	-0.00014	-0.00023	-0.00041	-0.00067	-0.00099	-0.00145	-0.00248	-0.00396	-0.00590	-0.00893
섬유가죽	-0.00010	-0.00018	-0.00030	-0.00054	-0.00087	-0.00128	-0.00188	-0.00322	-0.00514	-0.00766	-0.01159
목재종이	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00070	-0.00114	-0.00168	-0.00246	-0.00422	-0.00674	-0.01004	-0.01519
인쇄출판	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00034	-0.00051	-0.00074	-0.00127	-0.00204	-0.00303	-0.00459
연탄	-0.00025	-0.00046	-0.00079	-0.00139	-0.00226	-0.00333	-0.00488	-0.00835	-0.01334	-0.01988	-0.03007
기타석탄	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00033	-0.00053	-0.00078	-0.00114	-0.00195	-0.00311	-0.00464	-0.00702
나프타	-0.00011	-0.00020	-0.00034	-0.00061	-0.00099	-0.00146	-0.00213	-0.00365	-0.00584	-0.00870	-0.01316
휘발유	-0.00001	-0.00003	-0.00004	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00027	-0.00047	-0.00075	-0.00112	-0.00169
제트유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00035	-0.00053
등유	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00017	-0.00025	-0.00043	-0.00069	-0.00102	-0.00155
경유	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00026	-0.00042	-0.00062	-0.00091	-0.00155	-0.00248	-0.00370	-0.00560
중유	-0.00015	-0.00027	-0.00046	-0.00081	-0.00131	-0.00193	-0.00283	-0.00484	-0.00774	-0.01153	-0.01745
액화석유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00027	-0.00039	-0.00067	-0.00107	-0.00159	-0.00241
유활유	-0.00001	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00028	-0.00048	-0.00077	-0.00115	-0.00175
기타석유	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00018	-0.00029	-0.00043	-0.00063	-0.00109	-0.00173	-0.00259	-0.00391
화학제품	-0.00131	-0.00239	-0.00410	-0.00724	-0.01174	-0.01730	-0.02536	-0.04338	-0.06934	-0.10332	-0.15632
비금속	-0.00021	-0.00038	-0.00065	-0.00115	-0.00186	-0.00275	-0.00403	-0.00689	-0.01101	-0.01641	-0.02482
아스팔트	-0.00007	-0.00013	-0.00023	-0.00040	-0.00065	-0.00096	-0.00141	-0.00241	-0.00385	-0.00573	-0.00867
1차금속	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00030	-0.00049	-0.00073	-0.00107	-0.00182	-0.00292	-0.00435	-0.00658
금속제품	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00023	0.00034	0.00050	0.00086	0.00137	0.00205	0.00309
일반기계	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00025	-0.00037	-0.00063	-0.00101	-0.00151	-0.00228
전기전자	-0.00012	-0.00021	-0.00037	-0.00065	-0.00105	-0.00155	-0.00227	-0.00388	-0.00621	-0.00925	-0.01400
정밀기기	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00020	-0.00029	-0.00043	-0.00074	-0.00118	-0.00175	-0.00265
수송장비	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00023	-0.00034	-0.00059	-0.00094	-0.00140	-0.00212
가구기타	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00031	-0.00049	-0.00073	-0.00107	-0.00183	-0.00292	-0.00436	-0.00659
수력원전	-0.00106	-0.00192	-0.00330	-0.00583	-0.00945	-0.01392	-0.02041	-0.03491	-0.05581	-0.08315	-0.12581
화력자가	-0.00112	-0.00204	-0.00349	-0.00618	-0.01001	-0.01476	-0.02163	-0.03700	-0.05914	-0.08812	-0.13333
도시가스	-0.00023	-0.00041	-0.00071	-0.00125	-0.00203	-0.00299	-0.00438	-0.00749	-0.01196	-0.01783	-0.02697
건설	-0.00008	-0.00015	-0.00026	-0.00045	-0.00073	-0.00108	-0.00158	-0.00271	-0.00432	-0.00644	-0.00975
도소매	-0.00012	-0.00022	-0.00037	-0.00066	-0.00107	-0.00158	-0.00232	-0.00397	-0.00634	-0.00945	-0.01430
음식숙박	-0.00006	-0.00012	-0.00020	-0.00036	-0.00058	-0.00085	-0.00125	-0.00214	-0.00342	-0.00509	-0.00770
금융보험	-0.00012	-0.00022	-0.00037	-0.00066	-0.00106	-0.00157	-0.00230	-0.00393	-0.00628	-0.00935	-0.01415
통신방송	-0.00071	-0.00130	-0.00223	-0.00395	-0.00640	-0.00943	-0.01382	-0.02364	-0.03779	-0.05630	-0.08519
공공행정	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00035	-0.00052
총부문	-0.00033	-0.00059	-0.00102	-0.00180	-0.00292	-0.00430	-0.00631	-0.01079	-0.01724	-0.02569	-0.03887
32&33	-0.00109	-0.00199	-0.00341	-0.00604	-0.00978	-0.01442	-0.02114	-0.03616	-0.05779	-0.08611	-0.13030

<부표 47> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00010	-0.00018	-0.00032	-0.00056	-0.00090	-0.00133	-0.00194	-0.00329	-0.00519	-0.00762	-0.01127
무연탄	-0.00027	-0.00049	-0.00084	-0.00148	-0.00239	-0.00351	-0.00513	-0.00870	-0.01374	-0.02016	-0.02981
유연탄	-0.00023	-0.00041	-0.00071	-0.00125	-0.00203	-0.00298	-0.00435	-0.00739	-0.01167	-0.01712	-0.02531
원유	-0.00045	-0.00082	-0.00140	-0.00248	-0.00401	-0.00590	-0.00861	-0.01461	-0.02309	-0.03388	-0.05009
천연가스	-0.00016	-0.00029	-0.00049	-0.00086	-0.00139	-0.00205	-0.00299	-0.00508	-0.00802	-0.01177	-0.01740
비연료광	-0.00007	-0.00012	-0.00021	-0.00036	-0.00059	-0.00087	-0.00126	-0.00214	-0.00339	-0.00497	-0.00735
음식료품	-0.00011	-0.00020	-0.00035	-0.00062	-0.00100	-0.00147	-0.00215	-0.00364	-0.00576	-0.00845	-0.01249
섬유가죽	-0.00015	-0.00027	-0.00045	-0.00080	-0.00130	-0.00191	-0.00279	-0.00473	-0.00747	-0.01097	-0.01621
목재종이	-0.00019	-0.00035	-0.00060	-0.00105	-0.00170	-0.00250	-0.00365	-0.00620	-0.00979	-0.01437	-0.02124
인쇄출판	-0.00006	-0.00011	-0.00018	-0.00032	-0.00051	-0.00076	-0.00110	-0.00187	-0.00296	-0.00434	-0.00642
연탄	-0.00038	-0.00069	-0.00118	-0.00208	-0.00337	-0.00495	-0.00723	-0.01227	-0.01939	-0.02845	-0.04206
기타석탄	-0.00009	-0.00016	-0.00028	-0.00049	-0.00079	-0.00116	-0.00169	-0.00286	-0.00452	-0.00664	-0.00982
나프타	-0.00017	-0.00030	-0.00052	-0.00091	-0.00147	-0.00217	-0.00317	-0.00537	-0.00848	-0.01245	-0.01840
휘발유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00028	-0.00041	-0.00069	-0.00109	-0.00160	-0.00236
제트유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00050	-0.00074
등유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00026	-0.00037	-0.00063	-0.00100	-0.00147	-0.00217
경유	-0.00007	-0.00013	-0.00022	-0.00039	-0.00063	-0.00092	-0.00135	-0.00228	-0.00361	-0.00529	-0.00783
중유	-0.00022	-0.00040	-0.00068	-0.00121	-0.00195	-0.00287	-0.00420	-0.00712	-0.01125	-0.01651	-0.02440
액화석유	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00017	-0.00027	-0.00040	-0.00058	-0.00098	-0.00155	-0.00228	-0.00337
윤활유	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00020	-0.00029	-0.00042	-0.00071	-0.00113	-0.00165	-0.00244
기타석유	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00027	-0.00044	-0.00064	-0.00094	-0.00160	-0.00252	-0.00370	-0.00547
화학제품	-0.00197	-0.00358	-0.00613	-0.01083	-0.01751	-0.02574	-0.03760	-0.06378	-0.10077	-0.14789	-0.21863
비금속	-0.00031	-0.00057	-0.00097	-0.00172	-0.00278	-0.00409	-0.00597	-0.01013	-0.01600	-0.02348	-0.03472
아스팔트	-0.00011	-0.00020	-0.00034	-0.00060	-0.00097	-0.00143	-0.00209	-0.00354	-0.00559	-0.00820	-0.01213
1차금속	-0.00008	-0.00015	-0.00026	-0.00046	-0.00074	-0.00108	-0.00158	-0.00268	-0.00424	-0.00622	-0.00920
금속제품	0.00004	0.00007	0.00012	0.00021	0.00035	0.00051	0.00074	0.00126	0.00199	0.00293	0.00433
일반기계	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00016	-0.00026	-0.00038	-0.00055	-0.00093	-0.00147	-0.00216	-0.00319
전기전자	-0.00018	-0.00032	-0.00055	-0.00097	-0.00157	-0.00231	-0.00337	-0.00571	-0.00902	-0.01324	-0.01958
정밀기기	-0.00003	-0.00006	-0.00010	-0.00018	-0.00030	-0.00044	-0.00064	-0.00108	-0.00171	-0.00251	-0.00371
선박운송장비	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00015	-0.00024	-0.00035	-0.00051	-0.00087	-0.00137	-0.00201	-0.00297
가구기타	-0.00008	-0.00015	-0.00026	-0.00046	-0.00074	-0.00109	-0.00159	-0.00269	-0.00425	-0.00624	-0.00922
수력원전	-0.00158	-0.00288	-0.00494	-0.00871	-0.01409	-0.02072	-0.03027	-0.05133	-0.08110	-0.11902	-0.17596
화력자가	-0.00168	-0.00306	-0.00523	-0.00924	-0.01493	-0.02196	-0.03207	-0.05440	-0.08595	-0.12614	-0.18648
도시가스	-0.00034	-0.00062	-0.00106	-0.00187	-0.00302	-0.00444	-0.00649	-0.01101	-0.01739	-0.02552	-0.03773
건설	-0.00012	-0.00022	-0.00038	-0.00068	-0.00109	-0.00161	-0.00234	-0.00398	-0.00628	-0.00922	-0.01363
도소매	-0.00018	-0.00033	-0.00056	-0.00099	-0.00160	-0.00236	-0.00344	-0.00584	-0.00922	-0.01353	-0.02000
음식숙박	-0.00010	-0.00018	-0.00030	-0.00053	-0.00086	-0.00127	-0.00185	-0.00314	-0.00497	-0.00729	-0.01078
운수보관	-0.00018	-0.00032	-0.00056	-0.00098	-0.00158	-0.00233	-0.00340	-0.00577	-0.00912	-0.01338	-0.01979
통신방송	-0.00107	-0.00195	-0.00334	-0.00590	-0.00954	-0.01403	-0.02049	-0.03476	-0.05491	-0.08059	-0.11914
공공행정	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00050	-0.00073
총부문	-0.00049	-0.00089	-0.00153	-0.00269	-0.00435	-0.00640	-0.00935	-0.01586	-0.02506	-0.03677	-0.05437
32&33	-0.00164	-0.00299	-0.00511	-0.00902	-0.01459	-0.02146	-0.03134	-0.05316	-0.08399	-0.12326	-0.18223

부록 4. 기술개발, 기술진보로 인한 기준가격의 하락효과를 고려한 경우 - 결과표

(기술연구회의 기술개발시나리오 적용)

1. 부문별 신재생발전목표 시나리오

<부표 48> 2005년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	163,419	0.285	0.503	0.097	162,738	605	75	10	69	62	464	0	0
수 송	60.30	2,845	0.074	0.009	0.097	2,834	11	0	0	1	1	8	0	0
가 정	88.00	49,365	0.025	0.152	0.142	49,181	183	2	3	21	19	140	0	0
일 반	100.59	109,531	0.074	0.337	0.162	109,113	406	13	7	46	42	311	0	0
합 계	78.08	325,161	.	1.000	0.126	323,865	1,205	91	19	137	124	924	0	0

<부표 49> 2006년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	168,691	0.285	0.497	0.163	167,690	871	130	22	125	111	613	0	1
수 송	60.30	3,129	0.074	0.009	0.163	3,113	16	1	0	2	2	11	0	0
가 정	88.00	51,605	0.025	0.152	0.237	51,334	267	3	7	38	34	188	0	0
일 반	100.59	115,715	0.074	0.341	0.271	115,094	598	23	15	86	76	420	0	1
합 계	78.26	339,140	.	1.000	0.211	337,231	1,752	157	44	252	222	1,232	0	1

<부표 50> 2007년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	174,133	0.285	0.493	0.251	172,715	1,212	207	39	226	168	758	19	1
수 송	60.30	3,412	0.074	0.010	0.251	3,387	24	1	1	4	3	15	0	0
가 정	88.00	53,566	0.025	0.152	0.366	53,188	373	6	12	70	52	234	6	0
일 반	100.59	122,192	0.074	0.346	0.419	121,303	851	38	27	159	118	533	14	1
합 계	78.43	353,304	.	1.000	0.326	350,593	2,459	252	79	460	340	1,539	39	1

<부표 51> 2008년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	179,589	0.285	0.488	0.351	177,665	1,624	300	64	352	224	825	19	140
수 송	60.30	3,706	0.074	0.010	0.351	3,670	34	2	1	7	5	17	0	3
가 정	88.00	55,405	0.025	0.151	0.513	54,895	502	8	20	109	69	255	6	43
일 반	100.59	128,954	0.074	0.351	0.586	127,731	1,168	56	46	253	161	593	14	100
합 계	78.61	367,654	.	1.000	0.458	363,961	3,327	366	131	722	459	1,690	39	286

<부표 52> 2009년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	185,128	0.285	0.484	0.497	182,624	2,065	439	99	629	288	892	19	138
수 송	60.30	3,990	0.074	0.010	0.497	3,943	45	2	2	14	6	19	0	3
가 정	88.00	57,704	0.025	0.151	0.726	57,047	645	12	31	196	90	279	6	43
일 반	100.59	136,005	0.074	0.355	0.829	134,401	1,520	84	73	463	212	656	14	102
합 계	78.79	382,826	.	1.000	0.650	378,015	4,274	537	205	1,301	596	1,846	39	286

<부표 53> 2010년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	190,828	0.285	0.479	0.835	187,024	3,040	764	183	841	351	954	510	201
수 송	60.30	4,276	0.074	0.011	0.835	4,204	68	4	4	19	8	21	11	5
가 정	88.00	59,974	0.025	0.151	1.219	58,994	959	21	58	265	111	301	161	63
일 반	100.59	143,355	0.074	0.360	1.393	140,916	2,290	149	138	634	264	719	384	151
합 계	78.97	398,433	.	1.000	1.094	391,137	6,357	938	383	1,759	733	1,995	1,066	421

<부표 54> 2011년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	195,469	0.285	0.475	1.306	189,804	4,432	1,233	322	1,237	421	1,017	1,027	407
수 송	60.30	4,362	0.074	0.011	1.306	4,255	99	7	7	28	9	23	23	9
가 정	88.00	61,941	0.025	0.150	1.906	60,494	1,413	34	103	394	134	324	327	130
일 반	100.59	150,030	0.074	0.364	2.179	146,366	3,418	246	248	954	325	785	792	314
합 계	79.15	411,802	.	1.000	1.714	400,919	9,362	1,521	680	2,613	890	2,149	2,170	860

<부표 55> 2015년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격 탄력성	용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합 감소	총수요량	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	214,036	0.285	0.460	1.565	205,382	7,029	1,625	570	2,192	746	1,802	1,231	488
수 송	60.30	4,702	0.074	0.010	1.565	4,538	155	9	13	48	16	40	27	11
가 정	88.00	69,810	0.025	0.150	2.284	67,455	2,309	46	187	720	245	592	404	160
일 반	100.59	176,729	0.074	0.380	2.610	170,544	5,837	348	473	1,820	620	1,497	1,022	405
합 계	79.76	465,277	.	1.000	2.070	447,918	15,329	2,029	1,244	4,780	1,627	3,931	2,684	1,064

<부표 56> 2020년 BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격 탄력성	용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합 감소	총수요량	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	238,011	0.285	0.447	1.714	223,530	12,497	1,985	1,014	3,896	1,327	3,204	2,188	867
수 송	60.30	5,144	0.074	0.010	1.714	4,861	272	11	22	85	29	70	48	19
가 정	88.00	79,221	0.025	0.149	2.501	74,971	4,191	58	340	1,307	445	1,075	734	291
일 반	100.59	210,397	0.074	0.395	2.859	198,826	11,116	456	902	3,466	1,180	2,850	1,946	771
합 계	80.33	532,772	.	1.000	2.283	502,188	28,075	2,509	2,278	8,754	2,980	7,199	4,916	1,948

<부표 57> 2005년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격 탄력성	용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합 감소	총수요량	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	163,419	0.285	0.503	0.194	162,058	1,210	151	20	138	125	928	0	0
수 송	60.30	2,845	0.074	0.009	0.194	2,823	21	1	0	2	2	16	0	0
가 정	88.00	49,365	0.025	0.152	0.284	48,996	366	4	6	42	38	281	0	0
일 반	100.59	109,531	0.074	0.337	0.324	108,694	812	26	13	92	84	623	0	0
합 계	78.08	325,161	.	1.000	0.252	322,570	2,409	181	39	274	248	1,848	0	0

<부표 58> 2006년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격 탄력성	용도별 비중	가격 변동	수요량 (화석연료)	신재생합 감소	총수요량	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	168,691	0.285	0.497	0.325	166,691	1,741	260	44	250	221	1,224	0	1
수 송	60.30	3,129	0.074	0.009	0.325	3,096	32	1	1	5	4	23	0	0
가 정	88.00	51,605	0.025	0.152	0.474	51,064	533	7	13	77	68	375	0	0
일 반	100.59	115,715	0.074	0.341	0.541	114,473	1,195	46	30	172	152	841	0	1
합 계	78.26	339,140	.	1.000	0.421	335,324	3,502	315	88	504	445	2,463	0	3

<부표 59> 2007년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	174,133	0.285	0.493	0.500	171,299	2,420	415	78	452	335	1,515	39	1
수 송	60.30	3,412	0.074	0.010	0.500	3,363	48	2	2	9	7	30	1	0
가 정	88.00	53,566	0.025	0.152	0.729	52,809	746	11	24	139	103	467	12	0
일 반	100.59	122,192	0.074	0.346	0.834	120,415	1,701	76	55	318	235	1,065	27	1
합 계	78.43	353,304	.	1.000	0.650	347,885	4,915	504	158	919	680	3,077	79	3

<부표 60> 2008년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	179,589	0.285	0.488	0.698	175,747	3,243	600	128	703	447	1,647	38	279
수 송	60.30	3,706	0.074	0.010	0.698	3,635	67	3	3	15	9	34	1	6
가 정	88.00	55,405	0.025	0.151	1.019	54,385	1,004	16	39	218	138	510	12	86
일 반	100.59	128,954	0.074	0.351	1.165	126,508	2,334	112	92	506	322	1,186	28	201
합 계	78.61	367,654	.	1.000	0.910	360,275	6,648	731	261	1,442	916	3,377	79	572

<부표 61> 2009년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	185,128	0.285	0.484	0.986	180,131	4,120	877	197	1,254	575	1,780	38	276
수 송	60.30	3,990	0.074	0.010	0.986	3,896	89	5	4	27	12	38	1	6
가 정	88.00	57,704	0.025	0.151	1.439	56,390	1,290	24	62	393	180	557	12	86
일 반	100.59	136,005	0.074	0.355	1.645	132,800	3,037	167	145	925	424	1,312	28	203
합 계	78.79	382,826	.	1.000	1.289	373,216	8,536	1,073	409	2,599	1,191	3,688	79	571

<부표 62> 2010년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	190,828	0.285	0.479	1.648	183,245	6,055	1,528	364	1,675	698	1,900	1,016	401
수 송	60.30	4,276	0.074	0.011	1.648	4,131	136	9	8	38	16	43	23	9
가 정	88.00	59,974	0.025	0.151	2.405	58,015	1,917	42	115	530	221	602	322	127
일 반	100.59	143,355	0.074	0.360	2.749	138,481	4,576	298	275	1,266	528	1,436	768	303
합 계	78.97	398,433	.	1.000	2.158	383,872	12,684	1,877	763	3,509	1,463	3,981	2,128	839

<부표 63> 2011년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	195,469	0.285	0.475	2.557	184,194	8,808	2,467	640	2,459	837	2,022	2,042	809
수 송	60.30	4,362	0.074	0.011	2.557	4,149	198	14	14	55	19	46	46	18
가 정	88.00	61,941	0.025	0.150	3.732	59,049	2,824	69	205	788	268	648	654	259
일 반	100.59	150,030	0.074	0.364	4.265	142,714	6,824	492	496	1,905	649	1,567	1,582	627
합 계	79.15	411,802	.	1.000	3.356	390,106	18,654	3,041	1,355	5,207	1,773	4,282	4,324	1,713

<부표 64> 2015년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	214,036	0.285	0.460	3.050	196,835	13,950	3,250	1,132	4,350	1,481	3,577	2,443	968
수 송	60.30	4,702	0.074	0.010	3.050	4,374	310	19	25	97	33	79	54	22
가 정	88.00	69,810	0.025	0.150	4.452	65,103	4,614	93	374	1,439	490	1,183	808	320
일 반	100.59	176,729	0.074	0.380	5.089	164,382	11,650	697	945	3,632	1,237	2,987	2,040	809
합 계	79.76	465,277	.	1.000	4.035	430,694	30,524	4,059	2,476	9,517	3,240	7,827	5,345	2,118

<부표 65> 2020년 BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	238,011	0.285	0.447	3.333	209,259	24,783	3,969	2,011	7,727	2,631	6,355	4,340	1,720
수 송	60.30	5,144	0.074	0.010	3.333	4,579	542	22	44	169	58	139	95	38
가 정	88.00	79,221	0.025	0.149	4.865	70,728	8,377	116	680	2,612	889	2,148	1,467	581
일 반	100.59	210,397	0.074	0.395	5.561	187,303	22,183	911	1,800	6,916	2,355	5,688	3,884	1,539
합 계	80.33	532,772	.	1.000	4.441	471,869	55,885	5,018	4,534	17,424	5,933	14,330	9,786	3,878

<부표 66> 2005년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	163,419	0.285	0.503	0.291	161,379	1,814	226	29	206	187	1,392	0	0
수 송	60.30	2,845	0.074	0.009	0.291	2,812	32	1	1	4	3	24	0	0
가 정	88.00	49,365	0.025	0.152	0.425	48,811	549	6	9	62	56	421	0	0
일 반	100.59	109,531	0.074	0.337	0.485	108,275	1,217	39	20	138	125	934	0	0
합 계	78.08	325,161	.	1.000	0.377	321,276	3,612	272	58	411	372	2,771	0	0

<부표 67> 2006년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	168,691	0.285	0.497	0.485	165,692	2,609	390	66	375	331	1,835	0	2
수 송	60.30	3,129	0.074	0.009	0.485	3,079	48	2	1	7	6	34	0	0
가 정	88.00	51,605	0.025	0.152	0.708	50,794	800	10	20	115	102	563	0	1
일 반	100.59	115,715	0.074	0.341	0.810	113,853	1,793	69	45	258	228	1,261	0	2
합 계	78.26	339,140	.	1.000	0.630	333,418	5,250	472	132	755	667	3,692	0	4

<부표 68> 2007년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	174,133	0.285	0.493	0.747	169,885	3,626	622	116	678	502	2,270	58	2
수 송	60.30	3,412	0.074	0.010	0.747	3,338	71	3	2	13	10	45	1	0
가 정	88.00	53,566	0.025	0.152	1.089	52,430	1,119	17	36	209	155	700	18	1
일 반	100.59	122,192	0.074	0.346	1.245	119,527	2,551	113	82	477	353	1,597	41	2
합 계	78.43	353,304	.	1.000	0.971	345,181	7,367	755	236	1,377	1,019	4,612	118	4

<부표 69> 2008년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	179,589	0.285	0.488	1.042	173,834	4,856	900	191	1,053	669	2,467	58	418
수 송	60.30	3,706	0.074	0.010	1.042	3,600	101	5	4	22	14	51	1	9
가 정	88.00	55,405	0.025	0.151	1.520	53,875	1,505	24	59	326	207	765	18	129
일 반	100.59	128,954	0.074	0.351	1.738	125,287	3,500	168	138	759	482	1,778	42	301
합 계	78.61	367,654	.	1.000	1.358	356,596	9,962	1,097	392	2,161	1,373	5,061	118	857

<부표 70> 2009년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)								
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	185,128	0.285	0.484	1.467	177,647	6,165	1,316	295	1,877	860	2,663	57	413
수 송	60.30	3,990	0.074	0.010	1.467	3,849	134	7	6	41	19	58	1	9
가 정	88.00	57,704	0.025	0.151	2.141	55,733	1,934	36	93	589	270	836	18	129
일 반	100.59	136,005	0.074	0.355	2.448	131,200	4,553	251	218	1,386	635	1,967	42	305
합 계	78.79	382,826	.	1.000	1.917	368,430	12,786	1,610	612	3,893	1,783	5,524	118	856

<부표 71> 2010년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	190,828	0.285	0.479	2.438	179,490	9,046	2,292	544	2,503	1,043	2,839	1,518	598
수 송	60.30	4,276	0.074	0.011	2.438	4,059	205	13	12	57	24	64	34	14
가 정	88.00	59,974	0.025	0.151	3.558	57,036	2,874	63	173	795	332	902	482	190
일 반	100.59	143,355	0.074	0.360	4.067	136,052	6,856	447	413	1,897	791	2,152	1,150	454
합 계	78.97	398,433	.	1.000	3.193	376,636	18,981	2,815	1,142	5,252	2,189	5,958	3,184	1,256

<부표 72> 2011년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	195,469	0.285	0.475	3.756	178,642	13,127	3,700	953	3,664	1,248	3,013	3,043	1,206
수 송	60.30	4,362	0.074	0.011	3.756	4,043	297	21	22	83	28	68	69	27
가 정	88.00	61,941	0.025	0.150	5.481	57,605	4,233	103	307	1,182	402	972	981	389
일 반	100.59	150,030	0.074	0.364	6.265	139,073	10,220	737	742	2,853	971	2,346	2,369	939
합 계	79.15	411,802	.	1.000	4.930	379,362	27,877	4,562	2,025	7,782	2,649	6,399	6,462	2,560

<부표 73> 2015년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	214,036	0.285	0.460	4.463	188,397	20,764	4,876	1,684	6,474	2,204	5,324	3,636	1,441
수 송	60.30	4,702	0.074	0.010	4.463	4,211	464	28	38	145	49	119	81	32
가 정	88.00	69,810	0.025	0.150	6.513	62,754	6,916	139	561	2,156	734	1,774	1,211	480
일 반	100.59	176,729	0.074	0.380	7.445	158,243	17,441	1,045	1,415	5,438	1,852	4,472	3,054	1,210
합 계	79.76	465,277	.	1.000	5.903	413,604	45,585	6,088	3,698	14,213	4,839	11,689	7,982	3,164

<부표 74> 2020년 BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위: GWh)

					독일식 Feed-in Tariff 를 적용하였을 경우 (System Operator를 통한 소비자 부담)									
년 도	가격	총수요량	가격	용도별	가격 탄력성	수요량	신재생합 비중	총수요량 변동	태양광 (화석연료)	풍력	소수력 감소	LFG	IGCC	해양
산 업	60.30	238,011	0.285	0.447	4.866	195,198	36,859	5,954	2,990	11,492	3,913	9,451	6,454	2,558
수 송	60.30	5,144	0.074	0.010	4.866	4,298	812	33	66	253	86	208	142	56
가 정	88.00	79,221	0.025	0.149	7.101	66,491	12,556	174	1,019	3,915	1,333	3,219	2,199	871
일 반	100.59	210,397	0.074	0.395	8.116	175,829	33,202	1,367	2,694	10,352	3,525	8,513	5,814	2,304
합 계	80.33	532,772	.	1.000	6.482	441,816	83,428	7,528	6,768	26,012	8,857	21,392	14,609	5,790

<부표 75> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위 : 백만원)

독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별)							
년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	2,547	1,375	1,921	2,795	0	0	8,638
2004	4,888	3,757	1,937	4,677	0	0	15,258
2005	11,431	6,356	1,935	5,671	0	0	25,392
2006	24,739	11,025	3,106	5,813	0	6	44,689
2007	42,597	18,939	4,206	5,135	1,408	4	72,288
2008	67,725	27,934	4,949	3,357	1,323	398	105,687
2009	101,586	47,192	5,524	1,235	1,241	25	156,802
2010	182,029	59,625	5,700	0	31,393	0	278,747
2011	310,117	82,567	5,620	0	59,587	0	457,892
2015	477,931	109,783	1,356	0	53,735	0	642,806
2020	735,016	133,267	0	0	65,221	0	933,504

<부표 76> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위 : 백만원)

독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별)							
년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	5,093	2,750	3,841	5,589	0	0	17,273
2004	9,774	7,512	3,872	9,352	0	0	30,510
2005	22,855	12,708	3,869	11,338	0	0	50,770
2006	49,456	22,039	6,209	11,621	0	12	89,336
2007	85,132	37,851	8,405	10,263	2,813	8	144,472
2008	135,315	55,813	9,889	6,707	2,644	795	211,163
2009	202,888	94,251	11,032	2,466	2,478	49	313,164
2010	363,198	118,969	11,373	0	62,638	0	556,178
2011	617,935	164,522	11,199	0	118,733	0	912,389
2015	951,674	218,604	2,701	0	107,000	0	1,279,979
2020	1,463,076	265,272	0	0	129,825	0	1,858,173

<부표 77> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오

(단위 : 백만원)

독일식 FITs 적용시 필요한 발전차액 보전규모 (년도별)							
년도	태양광	풍력	소수력	LFG	IGCC	해양	신재생합계
2003	7,639	4,125	5,761	8,382	0	0	25,907
2004	14,658	11,266	5,808	14,025	0	0	45,757
2005	34,272	19,057	5,802	17,002	0	0	76,134
2006	74,149	33,043	9,309	17,423	0	18	133,942
2007	127,607	56,736	12,599	15,383	4,217	12	216,554
2008	202,771	83,635	14,819	10,051	3,962	1,191	316,429
2009	303,904	141,178	16,524	3,694	3,712	74	469,086
2010	543,508	178,031	17,019	0	93,735	0	832,293
2011	923,454	245,865	16,736	0	177,437	0	1,363,492
2015	1,421,231	326,464	4,034	0	159,793	0	1,911,521
2020	2,184,179	396,017	0	0	193,811	0	2,774,007

2. 부문별 가격변화율

<부표 78> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00008	0.00014	0.00021	0.00025	0.00028
무연탄	0.00005	0.00008	0.00012	0.00020	0.00031	0.00043	0.00061	0.00103	0.00161	0.00193	0.00212
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00016	0.00023	0.00032	0.00054	0.00085	0.00102	0.00111
음식료품	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00021	0.00034	0.00040	0.00044
섬유가죽	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00010	0.00015	0.00021	0.00035	0.00055	0.00065	0.00072
목재종이	0.00003	0.00005	0.00007	0.00013	0.00019	0.00027	0.00038	0.00064	0.00101	0.00120	0.00132
인쇄출판	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00016	0.00022	0.00037	0.00058	0.00070	0.00077
역탄	0.00004	0.00006	0.00010	0.00017	0.00026	0.00037	0.00052	0.00087	0.00136	0.00163	0.00179
기타석탄	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00010	0.00015	0.00018	0.00020
나프타	0.00000	0.00001	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00013	0.00014
휘발유	0.00000	0.00001	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00014	0.00016
제트유	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00011	0.00017	0.00021	0.00022
등유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00009	0.00016	0.00025	0.00030	0.00033
경유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00015	0.00023	0.00028	0.00031
중유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00006	0.00009	0.00015	0.00024	0.00029	0.00032
액화석유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00008	0.00012	0.00020	0.00031	0.00037	0.00041
유황유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00010	0.00014	0.00024	0.00037	0.00044	0.00048
기타석유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00010	0.00017	0.00027	0.00033	0.00036
화학제품	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00017	0.00024	0.00034	0.00057	0.00088	0.00106	0.00116
비금속	0.00004	0.00006	0.00010	0.00016	0.00025	0.00034	0.00049	0.00082	0.00128	0.00154	0.00168
아스팔트	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00017	0.00024	0.00041	0.00064	0.00076	0.00084
1차금속	0.00004	0.00007	0.00011	0.00018	0.00028	0.00039	0.00055	0.00092	0.00144	0.00172	0.00188
금속제품	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00016	0.00023	0.00032	0.00054	0.00085	0.00102	0.00112
일반기계	0.00002	0.00003	0.00004	0.00008	0.00012	0.00016	0.00023	0.00039	0.00060	0.00072	0.00079
전기전자	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00021	0.00034	0.00040	0.00044
정밀기기	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00012	0.00017	0.00028	0.00044	0.00053	0.00058
수송장비	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00015	0.00022	0.00037	0.00057	0.00068	0.00075
가구기타	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00016	0.00023	0.00038	0.00060	0.00072	0.00078
수력원전	0.00061	0.00102	0.00161	0.00270	0.00416	0.00583	0.00824	0.01385	0.02166	0.02595	0.02843
화력자가	0.00061	0.00102	0.00161	0.00270	0.00416	0.00583	0.00824	0.01385	0.02166	0.02595	0.02843
도시가스	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00017	0.00024	0.00034	0.00057	0.00090	0.00107	0.00118
건설	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00016	0.00027	0.00043	0.00051	0.00056
도소매	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00011	0.00016	0.00027	0.00042	0.00051	0.00055
음식숙박	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00018	0.00031	0.00048	0.00058	0.00064
운수보관	0.00001	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00005	0.00007	0.00013	0.00020	0.00023	0.00026
통신방송	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00009	0.00013	0.00022	0.00035	0.00042	0.00046
공공행정	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00010	0.00013	0.00023	0.00035	0.00042	0.00046
총산출 ?	0.00002	0.00004	0.00006	0.00010	0.00015	0.00022	0.00031	0.00051	0.00080	0.00096	0.00105
부가가치	0.00002	0.00004	0.00006	0.00010	0.00016	0.00022	0.00032	0.00053	0.00083	0.00100	0.00109

<부표 79> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00011	0.00016	0.00027	0.00042	0.00050	0.00054
무연탄	0.00009	0.00015	0.00024	0.00040	0.00062	0.00086	0.00122	0.00204	0.00316	0.00377	0.00412
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00005	0.00008	0.00013	0.00021	0.00032	0.00045	0.00064	0.00107	0.00166	0.00198	0.00217
음식료품	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00018	0.00025	0.00042	0.00066	0.00078	0.00086
섬유가죽	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00021	0.00029	0.00041	0.00069	0.00107	0.00127	0.00139
목재종이	0.00006	0.00009	0.00015	0.00025	0.00038	0.00054	0.00076	0.00127	0.00197	0.00235	0.00257
인쇄출판	0.00003	0.00005	0.00009	0.00015	0.00022	0.00031	0.00044	0.00074	0.00114	0.00136	0.00149
연탄	0.00008	0.00013	0.00020	0.00034	0.00052	0.00073	0.00103	0.00172	0.00267	0.00318	0.00348
기타석탄	0.00001	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00008	0.00011	0.00019	0.00029	0.00035	0.00038
나프타	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00008	0.00014	0.00022	0.00026	0.00028
휘발유	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00006	0.00009	0.00015	0.00023	0.00028	0.00030
제트유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00009	0.00013	0.00022	0.00034	0.00040	0.00044
등유	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00019	0.00031	0.00049	0.00058	0.00063
경유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00012	0.00018	0.00029	0.00046	0.00055	0.00060
중유	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00018	0.00030	0.00047	0.00056	0.00061
액화석유	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00017	0.00023	0.00039	0.00061	0.00072	0.00079
윤활유	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00014	0.00020	0.00028	0.00047	0.00072	0.00086	0.00094
기타석유	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00010	0.00015	0.00021	0.00034	0.00053	0.00064	0.00070
화학제품	0.00005	0.00008	0.00013	0.00022	0.00034	0.00047	0.00067	0.00112	0.00173	0.00206	0.00226
비금속	0.00007	0.00012	0.00019	0.00032	0.00049	0.00069	0.00097	0.00162	0.00251	0.00300	0.00327
아스팔트	0.00004	0.00006	0.00009	0.00016	0.00024	0.00034	0.00048	0.00080	0.00125	0.00149	0.00163
1차금속	0.00008	0.00013	0.00021	0.00036	0.00055	0.00077	0.00108	0.00181	0.00281	0.00335	0.00366
금속제품	0.00005	0.00008	0.00013	0.00021	0.00033	0.00045	0.00064	0.00107	0.00167	0.00199	0.00217
일반기계	0.00003	0.00006	0.00009	0.00015	0.00023	0.00032	0.00045	0.00076	0.00118	0.00141	0.00154
전기전자	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00018	0.00025	0.00042	0.00066	0.00078	0.00086
정밀기기	0.00002	0.00004	0.00007	0.00011	0.00017	0.00024	0.00033	0.00056	0.00087	0.00103	0.00113
수송장비	0.00003	0.00005	0.00009	0.00014	0.00022	0.00031	0.00043	0.00072	0.00112	0.00134	0.00146
가구기타	0.00003	0.00006	0.00009	0.00015	0.00023	0.00032	0.00045	0.00075	0.00117	0.00139	0.00152
수력원전	0.00122	0.00203	0.00322	0.00538	0.00829	0.01158	0.01635	0.02733	0.04240	0.05059	0.05528
화력자가	0.00122	0.00203	0.00322	0.00538	0.00829	0.01158	0.01635	0.02733	0.04240	0.05059	0.05528
도시가스	0.00005	0.00008	0.00013	0.00022	0.00034	0.00048	0.00068	0.00113	0.00175	0.00209	0.00229
건설	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00016	0.00023	0.00032	0.00054	0.00084	0.00100	0.00110
도소매	0.00002	0.00004	0.00006	0.00011	0.00016	0.00023	0.00032	0.00053	0.00083	0.00099	0.00108
음식숙박	0.00003	0.00005	0.00007	0.00012	0.00019	0.00026	0.00037	0.00061	0.00095	0.00113	0.00124
운수보관	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00010	0.00015	0.00025	0.00038	0.00046	0.00050
통신방송	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00013	0.00019	0.00026	0.00044	0.00068	0.00081	0.00089
공공행정	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00014	0.00019	0.00027	0.00045	0.00069	0.00083	0.00090
총산출 ?	0.00005	0.00008	0.00012	0.00020	0.00031	0.00043	0.00061	0.00101	0.00157	0.00187	0.00205
부가가치	0.00005	0.00008	0.00012	0.00021	0.00032	0.00044	0.00063	0.00105	0.00163	0.00194	0.00212

<부표 80> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 가격변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00017	0.00024	0.00040	0.00061	0.00072	0.00079
무연탄	0.00014	0.00023	0.00036	0.00060	0.00092	0.00129	0.00181	0.00301	0.00464	0.00551	0.00601
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	0.00007	0.00012	0.00019	0.00032	0.00049	0.00068	0.00095	0.00158	0.00244	0.00290	0.00316
음식료품	0.00003	0.00005	0.00007	0.00012	0.00019	0.00027	0.00038	0.00063	0.00097	0.00115	0.00125
섬유가죽	0.00005	0.00008	0.00012	0.00020	0.00031	0.00043	0.00061	0.00102	0.00157	0.00186	0.00203
목재종이	0.00008	0.00014	0.00022	0.00037	0.00057	0.00080	0.00113	0.00188	0.00289	0.00343	0.00374
인쇄출판	0.00005	0.00008	0.00013	0.00022	0.00033	0.00047	0.00066	0.00109	0.00168	0.00200	0.00218
연탄	0.00011	0.00019	0.00030	0.00051	0.00078	0.00109	0.00153	0.00254	0.00392	0.00465	0.00507
기타석탄	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00012	0.00017	0.00028	0.00043	0.00051	0.00056
나프타	0.00001	0.00002	0.00002	0.00004	0.00006	0.00009	0.00012	0.00021	0.00032	0.00038	0.00041
휘발유	0.00001	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00010	0.00013	0.00022	0.00034	0.00041	0.00044
제트유	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00010	0.00014	0.00019	0.00032	0.00049	0.00059	0.00064
등유	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00014	0.00020	0.00028	0.00046	0.00071	0.00085	0.00092
경유	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00013	0.00019	0.00026	0.00044	0.00067	0.00080	0.00087
중유	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00014	0.00019	0.00027	0.00045	0.00069	0.00082	0.00090
액화석유	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00018	0.00025	0.00035	0.00058	0.00089	0.00106	0.00115
윤활유	0.00003	0.00005	0.00008	0.00014	0.00021	0.00029	0.00042	0.00069	0.00106	0.00126	0.00138
기타석유	0.00002	0.00004	0.00006	0.00010	0.00016	0.00022	0.00031	0.00051	0.00078	0.00093	0.00102
화학제품	0.00007	0.00012	0.00020	0.00033	0.00051	0.00070	0.00099	0.00165	0.00254	0.00302	0.00329
비금속	0.00011	0.00018	0.00029	0.00048	0.00073	0.00102	0.00144	0.00239	0.00369	0.00438	0.00478
아스팔트	0.00005	0.00009	0.00014	0.00024	0.00036	0.00051	0.00072	0.00119	0.00183	0.00218	0.00238
1차금속	0.00012	0.00020	0.00032	0.00053	0.00082	0.00114	0.00161	0.00268	0.00413	0.00491	0.00535
금속제품	0.00007	0.00012	0.00019	0.00032	0.00049	0.00068	0.00096	0.00159	0.00245	0.00291	0.00317
일반기계	0.00005	0.00008	0.00013	0.00022	0.00034	0.00048	0.00068	0.00112	0.00173	0.00206	0.00224
전기전자	0.00003	0.00005	0.00007	0.00012	0.00019	0.00027	0.00038	0.00063	0.00097	0.00115	0.00125
정밀기기	0.00004	0.00006	0.00010	0.00016	0.00025	0.00035	0.00050	0.00083	0.00127	0.00151	0.00165
수송장비	0.00005	0.00008	0.00013	0.00021	0.00033	0.00046	0.00064	0.00107	0.00164	0.00195	0.00213
가구기타	0.00005	0.00008	0.00013	0.00022	0.00034	0.00048	0.00067	0.00111	0.00172	0.00204	0.00222
수력원전	0.00182	0.00304	0.00483	0.00805	0.01238	0.01727	0.02433	0.04044	0.06229	0.07401	0.08069
화력자가	0.00182	0.00304	0.00483	0.00805	0.01238	0.01727	0.02433	0.04044	0.06229	0.07401	0.08069
도시가스	0.00008	0.00013	0.00020	0.00033	0.00051	0.00071	0.00101	0.00167	0.00258	0.00306	0.00334
건설	0.00004	0.00006	0.00010	0.00016	0.00025	0.00034	0.00048	0.00080	0.00123	0.00147	0.00160
도소매	0.00004	0.00006	0.00009	0.00016	0.00024	0.00034	0.00048	0.00079	0.00122	0.00144	0.00158
음식숙박	0.00004	0.00007	0.00011	0.00018	0.00028	0.00039	0.00054	0.00090	0.00139	0.00165	0.00180
운수보관	0.00002	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00016	0.00022	0.00037	0.00056	0.00067	0.00073
통신방송	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00020	0.00028	0.00039	0.00065	0.00100	0.00119	0.00129
공공행정	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00020	0.00028	0.00040	0.00066	0.00102	0.00121	0.00132
총산출 ?	0.00007	0.00011	0.00018	0.00030	0.00046	0.00064	0.00090	0.00150	0.00231	0.00274	0.00299
부가가치	0.00007	0.00012	0.00019	0.00031	0.00048	0.00066	0.00093	0.00155	0.00239	0.00284	0.00310

3. 부문별 총산출변화율

<부표 81> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00026	-0.00037	-0.00052	-0.00088	-0.00138	-0.00165	-0.00181
유연탄	-0.00012	-0.00020	-0.00031	-0.00052	-0.00081	-0.00113	-0.00160	-0.00269	-0.00420	-0.00503	-0.00551
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00033	-0.00046	-0.00063	-0.00110	-0.00172	-0.00206	-0.00226
음식료품	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00019	-0.00029	-0.00041	-0.00058	-0.00098	-0.00153	-0.00184	-0.00201
섬유가죽	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00025	-0.00039	-0.00054	-0.00077	-0.00130	-0.00203	-0.00243	-0.00266
목재종이	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00035	-0.00054	-0.00076	-0.00107	-0.00180	-0.00282	-0.00338	-0.00370
인쇄출판	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00020	-0.00028	-0.00047	-0.00074	-0.00088	-0.00096
연탄	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00056	-0.00086	-0.00121	-0.00171	-0.00288	-0.00450	-0.00539	-0.00590
기타석탄	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00029	-0.00041	-0.00069	-0.00107	-0.00128	-0.00141
나프타	-0.00009	-0.00016	-0.00025	-0.00042	-0.00064	-0.00090	-0.00127	-0.00213	-0.00334	-0.00400	-0.00438
휘발유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00031	-0.00034
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00013	-0.00014
등유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00010	-0.00016	-0.00025	-0.00030	-0.00033
경유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00016	-0.00023	-0.00033	-0.00055	-0.00086	-0.00103	-0.00112
중유	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00041	-0.00063	-0.00088	-0.00125	-0.00210	-0.00328	-0.00393	-0.00430
핵화석유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00022	-0.00031	-0.00052	-0.00081	-0.00097	-0.00107
유황유	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00034	-0.00040	-0.00044
기타석유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00021	-0.00029	-0.00049	-0.00077	-0.00092	-0.00101
화학제품	-0.00080	-0.00133	-0.00212	-0.00354	-0.00546	-0.00764	-0.01082	-0.01817	-0.02842	-0.03405	-0.03729
비금속	-0.00012	-0.00019	-0.00031	-0.00051	-0.00079	-0.00110	-0.00156	-0.00263	-0.00411	-0.00492	-0.00539
아스팔트	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00026	-0.00036	-0.00051	-0.00085	-0.00133	-0.00160	-0.00175
1차금속	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00033	-0.00047	-0.00079	-0.00124	-0.00149	-0.00163
금속제품	0.00001	0.00002	0.00004	0.00006	0.00010	0.00013	0.00019	0.00032	0.00050	0.00060	0.00066
일반기계	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00059	-0.00065
전기전자	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00035	-0.00055	-0.00077	-0.00108	-0.00182	-0.00285	-0.00341	-0.00373
정밀기기	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00025	-0.00035	-0.00059	-0.00093	-0.00111	-0.00122
수송장비	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00035	-0.00042	-0.00046
가구기타	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00032	-0.00046	-0.00077	-0.00121	-0.00144	-0.00158
수력원전	-0.00053	-0.00088	-0.00140	-0.00234	-0.00361	-0.00506	-0.00716	-0.01203	-0.01881	-0.02253	-0.02468
화력자가	-0.00056	-0.00094	-0.00149	-0.00248	-0.00383	-0.00536	-0.00759	-0.01275	-0.01995	-0.02390	-0.02617
도시가스	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00050	-0.00078	-0.00109	-0.00154	-0.00258	-0.00404	-0.00484	-0.00530
건설	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00039	-0.00055	-0.00093	-0.00146	-0.00174	-0.00191
도소매	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00027	-0.00042	-0.00059	-0.00083	-0.00139	-0.00218	-0.00261	-0.00286
음식숙박	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00025	-0.00035	-0.00050	-0.00084	-0.00132	-0.00158	-0.00173
운수보관	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00031	-0.00048	-0.00067	-0.00095	-0.00160	-0.00250	-0.00299	-0.00328
통신방송	-0.00037	-0.00062	-0.00099	-0.00166	-0.00255	-0.00357	-0.00506	-0.00850	-0.01329	-0.01592	-0.01744
공공행정	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00009	-0.00010
총부문	-0.00019	-0.00031	-0.00050	-0.00083	-0.00128	-0.00180	-0.00254	-0.00427	-0.00668	-0.00800	-0.00876
32&33	-0.00055	-0.00091	-0.00145	-0.00243	-0.00374	-0.00524	-0.00742	-0.01246	-0.01949	-0.02334	-0.02557

<부표 82> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00034	-0.00053	-0.00074	-0.00104	-0.00174	-0.00270	-0.00322	-0.00352
유연탄	-0.00024	-0.00039	-0.00062	-0.00104	-0.00161	-0.00225	-0.00317	-0.00530	-0.00822	-0.00981	-0.01072
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비연료광	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00043	-0.00066	-0.00092	-0.00130	-0.00217	-0.00337	-0.00402	-0.00439
음식료품	-0.00009	-0.00014	-0.00023	-0.00038	-0.00059	-0.00082	-0.00116	-0.00193	-0.00300	-0.00358	-0.00391
섬유가죽	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00050	-0.00078	-0.00108	-0.00153	-0.00256	-0.00397	-0.00473	-0.00517
목재종이	-0.00016	-0.00026	-0.00042	-0.00070	-0.00108	-0.00151	-0.00213	-0.00356	-0.00552	-0.00659	-0.00720
인쇄출판	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00039	-0.00056	-0.00093	-0.00144	-0.00172	-0.00188
연탄	-0.00025	-0.00042	-0.00067	-0.00112	-0.00172	-0.00241	-0.00340	-0.00568	-0.00881	-0.01051	-0.01148
기타석탄	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00027	-0.00041	-0.00057	-0.00081	-0.00135	-0.00210	-0.00250	-0.00274
나프타	-0.00019	-0.00031	-0.00050	-0.00083	-0.00128	-0.00178	-0.00252	-0.00421	-0.00653	-0.00779	-0.00851
휘발유	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00014	-0.00019	-0.00032	-0.00050	-0.00060	-0.00065
제트유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00025	-0.00027
등유	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00059	-0.00064
경유	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00033	-0.00046	-0.00065	-0.00108	-0.00168	-0.00200	-0.00219
중유	-0.00018	-0.00031	-0.00049	-0.00081	-0.00125	-0.00175	-0.00247	-0.00413	-0.00642	-0.00765	-0.00836
핵화석유	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00020	-0.00031	-0.00043	-0.00061	-0.00102	-0.00159	-0.00190	-0.00207
유황유	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00018	-0.00026	-0.00043	-0.00066	-0.00079	-0.00086
기타석유	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00019	-0.00029	-0.00041	-0.00058	-0.00097	-0.00151	-0.00180	-0.00196
화학제품	-0.00160	-0.00266	-0.00423	-0.00706	-0.01087	-0.01520	-0.02146	-0.03585	-0.05563	-0.06637	-0.07253
비금속	-0.00023	-0.00038	-0.00061	-0.00102	-0.00157	-0.00220	-0.00310	-0.00518	-0.00804	-0.00959	-0.01048
아스팔트	-0.00007	-0.00012	-0.00020	-0.00033	-0.00051	-0.00071	-0.00101	-0.00168	-0.00261	-0.00311	-0.00340
1차금속	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00031	-0.00047	-0.00066	-0.00094	-0.00156	-0.00243	-0.00290	-0.00316
금속제품	0.00003	0.00005	0.00007	0.00012	0.00019	0.00027	0.00038	0.00063	0.00098	0.00117	0.00128
일반기계	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00026	-0.00037	-0.00062	-0.00097	-0.00115	-0.00126
전기전자	-0.00016	-0.00027	-0.00042	-0.00071	-0.00109	-0.00152	-0.00215	-0.00359	-0.00557	-0.00665	-0.00726
정밀기기	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00023	-0.00035	-0.00050	-0.00070	-0.00117	-0.00182	-0.00217	-0.00237
수송장비	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00026	-0.00044	-0.00069	-0.00082	-0.00089
가구기타	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00030	-0.00046	-0.00064	-0.00091	-0.00152	-0.00236	-0.00282	-0.00308
수력원전	-0.00106	-0.00176	-0.00280	-0.00467	-0.00720	-0.01006	-0.01420	-0.02373	-0.03682	-0.04393	-0.04800
화력자가	-0.00112	-0.00187	-0.00297	-0.00496	-0.00763	-0.01067	-0.01506	-0.02516	-0.03905	-0.04658	-0.05090
도시가스	-0.00023	-0.00038	-0.00060	-0.00100	-0.00155	-0.00216	-0.00305	-0.00510	-0.00791	-0.00944	-0.01031
건설	-0.00008	-0.00014	-0.00022	-0.00036	-0.00056	-0.00078	-0.00110	-0.00184	-0.00285	-0.00340	-0.00372
도소매	-0.00012	-0.00020	-0.00032	-0.00054	-0.00083	-0.00117	-0.00165	-0.00275	-0.00427	-0.00509	-0.00556
음식숙박	-0.00007	-0.00012	-0.00020	-0.00033	-0.00051	-0.00071	-0.00100	-0.00167	-0.00258	-0.00308	-0.00337
운수보관	-0.00014	-0.00023	-0.00037	-0.00062	-0.00096	-0.00134	-0.00189	-0.00315	-0.00489	-0.00584	-0.00638
통신방송	-0.00075	-0.00125	-0.00198	-0.00330	-0.00508	-0.00711	-0.01003	-0.01676	-0.02601	-0.03103	-0.03391
공공행정	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00018	-0.00020
총부문	-0.00038	-0.00063	-0.00099	-0.00166	-0.00256	-0.00357	-0.00504	-0.00843	-0.01308	-0.01560	-0.01705
32&33	-0.00109	-0.00183	-0.00290	-0.00484	-0.00746	-0.01042	-0.01471	-0.02458	-0.03815	-0.04551	-0.04973

<부표 83> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총산출변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00012	-0.00019	-0.00031	-0.00051	-0.00079	-0.00110	-0.00155	-0.00257	-0.00396	-0.00471	-0.00513
무연탄	-0.00035	-0.00059	-0.00094	-0.00156	-0.00240	-0.00335	-0.00472	-0.00784	-0.01208	-0.01435	-0.01564
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비철금속	-0.00014	-0.00024	-0.00038	-0.00064	-0.00098	-0.00137	-0.00193	-0.00321	-0.00494	-0.00587	-0.00640
음식료품	-0.00013	-0.00022	-0.00034	-0.00057	-0.00088	-0.00122	-0.00172	-0.00286	-0.00441	-0.00524	-0.00571
석유가스	-0.00017	-0.00028	-0.00045	-0.00075	-0.00116	-0.00162	-0.00228	-0.00378	-0.00583	-0.00692	-0.00755
문화종이	-0.00024	-0.00040	-0.00063	-0.00105	-0.00161	-0.00225	-0.00317	-0.00526	-0.00811	-0.00963	-0.01050
인쇄출판	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00027	-0.00042	-0.00059	-0.00083	-0.00137	-0.00211	-0.00251	-0.00274
석탄	-0.00038	-0.00063	-0.00100	-0.00167	-0.00257	-0.00359	-0.00505	-0.00840	-0.01294	-0.01537	-0.01676
기타석탄	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00040	-0.00061	-0.00085	-0.00120	-0.00200	-0.00308	-0.00366	-0.00399
나프타	-0.00028	-0.00047	-0.00074	-0.00124	-0.00191	-0.00266	-0.00375	-0.00623	-0.00959	-0.01140	-0.01242
휘발유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00020	-0.00029	-0.00048	-0.00074	-0.00088	-0.00096
제트유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00012	-0.00020	-0.00030	-0.00036	-0.00040
등유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00014	-0.00020	-0.00028	-0.00047	-0.00072	-0.00086	-0.00093
경유	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00068	-0.00096	-0.00160	-0.00246	-0.00293	-0.00319
중유	-0.00028	-0.00046	-0.00073	-0.00122	-0.00187	-0.00261	-0.00368	-0.00612	-0.00942	-0.01120	-0.01221
액화석유	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00030	-0.00046	-0.00065	-0.00091	-0.00152	-0.00234	-0.00278	-0.00303
유활유	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00027	-0.00038	-0.00063	-0.00097	-0.00115	-0.00126
기타석유	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00029	-0.00044	-0.00061	-0.00086	-0.00144	-0.00221	-0.00263	-0.00287
화학제품	-0.00239	-0.00399	-0.00633	-0.01056	-0.01624	-0.02266	-0.03192	-0.05305	-0.08172	-0.09710	-0.10586
비금속	-0.00035	-0.00058	-0.00091	-0.00153	-0.00235	-0.00327	-0.00461	-0.00766	-0.01180	-0.01403	-0.01529
아스팔트	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00050	-0.00076	-0.00106	-0.00150	-0.00249	-0.00383	-0.00455	-0.00496
1차금속	-0.00010	-0.00017	-0.00028	-0.00046	-0.00071	-0.00099	-0.00139	-0.00231	-0.00356	-0.00424	-0.00462
금속제품	0.00004	0.00007	0.00011	0.00019	0.00029	0.00040	0.00056	0.00093	0.00144	0.00171	0.00186
일반기계	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00039	-0.00055	-0.00092	-0.00142	-0.00169	-0.00184
전기전자	-0.00024	-0.00040	-0.00063	-0.00106	-0.00163	-0.00227	-0.00320	-0.00531	-0.00818	-0.00972	-0.01060
정밀기기	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00053	-0.00074	-0.00104	-0.00173	-0.00267	-0.00317	-0.00345
운송장비	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00028	-0.00039	-0.00065	-0.00101	-0.00120	-0.00131
가구기타	-0.00010	-0.00017	-0.00027	-0.00045	-0.00069	-0.00096	-0.00135	-0.00225	-0.00347	-0.00412	-0.00449
수력원전	-0.00158	-0.00264	-0.00419	-0.00699	-0.01075	-0.01500	-0.02113	-0.03511	-0.05408	-0.06427	-0.07006
화력자가	-0.00168	-0.00280	-0.00444	-0.00741	-0.01140	-0.01591	-0.02240	-0.03723	-0.05735	-0.06815	-0.07430
도시가스	-0.00034	-0.00057	-0.00090	-0.00150	-0.00231	-0.00322	-0.00454	-0.00754	-0.01162	-0.01381	-0.01506
건설	-0.00012	-0.00020	-0.00032	-0.00054	-0.00083	-0.00116	-0.00164	-0.00272	-0.00419	-0.00498	-0.00543
도소매	-0.00018	-0.00031	-0.00049	-0.00081	-0.00125	-0.00174	-0.00245	-0.00407	-0.00627	-0.00744	-0.00812
음식숙박	-0.00011	-0.00019	-0.00029	-0.00049	-0.00075	-0.00105	-0.00148	-0.00246	-0.00380	-0.00451	-0.00492
음수보과	-0.00021	-0.00035	-0.00056	-0.00093	-0.00143	-0.00199	-0.00281	-0.00467	-0.00719	-0.00854	-0.00931
통신방송	-0.00112	-0.00187	-0.00296	-0.00494	-0.00759	-0.01060	-0.01493	-0.02481	-0.03821	-0.04540	-0.04950
공공행정	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00027	-0.00029
총부문	-0.00056	-0.00094	-0.00149	-0.00248	-0.00382	-0.00533	-0.00750	-0.01247	-0.01921	-0.02282	-0.02488
32&33	-0.00164	-0.00274	-0.00434	-0.00724	-0.01114	-0.01554	-0.02189	-0.03638	-0.05603	-0.06658	-0.07259

4. 부문별 총수요변화율

<부표 84> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00014	-0.00022	-0.00026	-0.00029
무연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비철금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
음식료품	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00031	-0.00049	-0.00059	-0.00064
석유가스	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00023	-0.00033	-0.00055	-0.00086	-0.00103	-0.00113
문화종이	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00007	-0.00010	-0.00014	-0.00020	-0.00034	-0.00052	-0.00063	-0.00069
인쇄출판	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00012	-0.00019	-0.00030	-0.00037	-0.00040
석탄	-0.00013	-0.00021	-0.00033	-0.00056	-0.00086	-0.00121	-0.00171	-0.00287	-0.00449	-0.00538	-0.00589
기타석탄	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00059	-0.00065
나프타	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00002
휘발유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00004
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00003
등유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00004
경유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00003	-0.00004
중유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00003	-0.00003
액화석유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00004	-0.00005
유활유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00006	-0.00007
기타석유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00004	-0.00005
화학제품	-0.00030	-0.00050	-0.00079	-0.00133	-0.00205	-0.00287	-0.00406	-0.00682	-0.01067	-0.01278	-0.01400
비금속	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00069	-0.00098	-0.00164	-0.00257	-0.00308	-0.00337
아스팔트	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00025	-0.00034	-0.00049	-0.00082	-0.00128	-0.00153	-0.00168
1차금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
금속제품	0.00003	0.00005	0.00008	0.00013	0.00020	0.00028	0.00039	0.00066	0.00103	0.00123	0.00135
일반기계	0.00002	0.00003	0.00005	0.00009	0.00014	0.00020	0.00028	0.00046	0.00073	0.00087	0.00095
전기전자	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00014	-0.00015
정밀기기	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00018	-0.00020
수송장비	0.00000	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00010	0.00011
가구기타	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00023	-0.00033	-0.00055	-0.00086	-0.00103	-0.00113
수력원전	-0.00050	-0.00084	-0.00133	-0.00222	-0.00342	-0.00479	-0.00678	-0.01140	-0.01782	-0.02135	-0.02339
화력자가	-0.00050	-0.00084	-0.00133	-0.00222	-0.00342	-0.00479	-0.00678	-0.01140	-0.01782	-0.02135	-0.02339
도시가스	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00017	-0.00024	-0.00034	-0.00058	-0.00090	-0.00108	-0.00118
건설	0.00002	0.00003	0.00005	0.00008	0.00012	0.00017	0.00024	0.00041	0.00064	0.00077	0.00084
도소매	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00014	-0.00019	-0.00032	-0.00051	-0.00061	-0.00067
음식숙박	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00016	-0.00022	-0.00037	-0.00058	-0.00070	-0.00076
음수보과	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00028	-0.00031
통신방송	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00011	-0.00016	-0.00027	-0.00042	-0.00050	-0.00055
공공행정	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00009	-0.00010
총부문	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00014	-0.00021	-0.00030	-0.00042	-0.00071	-0.00112	-0.00134	-0.00146
32&33	-0.00050	-0.00084	-0.00133	-0.00222	-0.00342	-0.00479	-0.00678	-0.01140	-0.01782	-0.02135	-0.02339

<부표 85> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00017	-0.00028	-0.00043	-0.00051	-0.00056
무연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비철금속광	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
음식료품	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00026	-0.00037	-0.00062	-0.00096	-0.00114	-0.00125
섬유가죽	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00033	-0.00046	-0.00065	-0.00108	-0.00168	-0.00201	-0.00219
목재종이	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00028	-0.00040	-0.00066	-0.00103	-0.00122	-0.00134
인쇄출판	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00016	-0.00023	-0.00038	-0.00060	-0.00071	-0.00078
연탄	-0.00025	-0.00042	-0.00067	-0.00111	-0.00172	-0.00240	-0.00339	-0.00566	-0.00879	-0.01048	-0.01145
기타석탄	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00026	-0.00037	-0.00062	-0.00097	-0.00115	-0.00126
나프타	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00004
휘발유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00008
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00005	-0.00006
등유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00007	-0.00008
경유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00006	-0.00007
중유	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00006	-0.00007
액화석유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00009	-0.00010
유황	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00012	-0.00013
기타석유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00009	-0.00010
화학제품	-0.00060	-0.00100	-0.00159	-0.00265	-0.00408	-0.00571	-0.00806	-0.01346	-0.02089	-0.02492	-0.02723
비금속	-0.00014	-0.00024	-0.00038	-0.00064	-0.00098	-0.00137	-0.00194	-0.00324	-0.00503	-0.00600	-0.00656
아스팔트	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00068	-0.00097	-0.00161	-0.00250	-0.00299	-0.00326
1차금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
금속제품	0.00006	0.00010	0.00015	0.00026	0.00039	0.00055	0.00077	0.00129	0.00201	0.00240	0.00262
일반기계	0.00004	0.00007	0.00011	0.00018	0.00028	0.00039	0.00055	0.00092	0.00142	0.00170	0.00185
전기전자	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00027	-0.00030
정밀기기	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00008	-0.00012	-0.00019	-0.00030	-0.00036	-0.00039
수송장비	0.00000	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00011	0.00017	0.00020	0.00022
가구기타	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00033	-0.00046	-0.00065	-0.00108	-0.00168	-0.00201	-0.00219
수력원전	-0.00100	-0.00167	-0.00265	-0.00443	-0.00682	-0.00953	-0.01346	-0.02248	-0.03489	-0.04163	-0.04548
화력자가	-0.00100	-0.00167	-0.00265	-0.00443	-0.00682	-0.00953	-0.01346	-0.02248	-0.03489	-0.04163	-0.04548
도시가스	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00035	-0.00048	-0.00068	-0.00114	-0.00177	-0.00211	-0.00230
건설	0.00004	0.00006	0.00010	0.00016	0.00024	0.00034	0.00048	0.00081	0.00125	0.00149	0.00163
도소매	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00027	-0.00038	-0.00064	-0.00099	-0.00118	-0.00129
음식숙박	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00022	-0.00031	-0.00044	-0.00073	-0.00114	-0.00136	-0.00148
음수보관	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00013	-0.00018	-0.00030	-0.00046	-0.00055	-0.00060
통신방송	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00022	-0.00031	-0.00053	-0.00082	-0.00097	-0.00106
공공행정	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00018	-0.00020
총부문	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00028	-0.00043	-0.00060	-0.00084	-0.00141	-0.00218	-0.00261	-0.00285
32&33	-0.00100	-0.00167	-0.00265	-0.00443	-0.00682	-0.00953	-0.01346	-0.02248	-0.03489	-0.04163	-0.04548

<부표 86> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 총수요변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00017	-0.00025	-0.00041	-0.00063	-0.00075	-0.00081
무연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
유연탄	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
원유	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
천연가스	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
비철금속광	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
음식료품	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00039	-0.00055	-0.00091	-0.00141	-0.00167	-0.00182
섬유가죽	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00069	-0.00097	-0.00160	-0.00247	-0.00294	-0.00320
목재종이	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00030	-0.00042	-0.00059	-0.00098	-0.00151	-0.00179	-0.00195
인쇄출판	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00017	-0.00024	-0.00034	-0.00057	-0.00088	-0.00104	-0.00114
연탄	-0.00038	-0.00063	-0.00100	-0.00167	-0.00257	-0.00358	-0.00504	-0.00838	-0.01290	-0.01533	-0.01672
기타석탄	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00039	-0.00056	-0.00092	-0.00142	-0.00169	-0.00184
나프타	-0.00000	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00005	-0.00006
휘발유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00011	-0.00012
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00008	-0.00009
등유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00010	-0.00011
경유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00009	-0.00010
중유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00009	-0.00010
액화석유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00013	-0.00014
유황	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00017	-0.00019
기타석유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00013	-0.00014
화학제품	-0.00090	-0.00150	-0.00238	-0.00397	-0.00610	-0.00851	-0.01199	-0.01992	-0.03068	-0.03646	-0.03975
비금속	-0.00022	-0.00036	-0.00057	-0.00096	-0.00147	-0.00205	-0.00289	-0.00480	-0.00739	-0.00878	-0.00957
아스팔트	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00048	-0.00073	-0.00102	-0.00144	-0.00239	-0.00368	-0.00437	-0.00476
1차금속	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
금속제품	0.00009	0.00014	0.00023	0.00038	0.00059	0.00082	0.00115	0.00192	0.00295	0.00351	0.00382
일반기계	0.00006	0.00010	0.00016	0.00027	0.00042	0.00058	0.00082	0.00136	0.00209	0.00248	0.00271
전기전자	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00034	-0.00040	-0.00043
정밀기기	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00012	-0.00017	-0.00029	-0.00044	-0.00053	-0.00057
수송장비	0.00001	0.00001	0.00002	0.00003	0.00005	0.00007	0.00010	0.00016	0.00025	0.00030	0.00032
가구기타	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00069	-0.00097	-0.00161	-0.00247	-0.00294	-0.00320
수력원전	-0.00150	-0.00250	-0.00397	-0.00662	-0.01019	-0.01421	-0.02002	-0.03327	-0.05125	-0.06090	-0.06639
화력자가	-0.00150	-0.00250	-0.00397	-0.00662	-0.01019	-0.01421	-0.02002	-0.03327	-0.05125	-0.06090	-0.06639
도시가스	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00034	-0.00052	-0.00072	-0.00101	-0.00169	-0.00260	-0.00308	-0.00336
건설	0.00005	0.00009	0.00014	0.00024	0.00037	0.00051	0.00072	0.00119	0.00184	0.00218	0.00238
도소매	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00019	-0.00029	-0.00040	-0.00057	-0.00095	-0.00146	-0.00173	-0.00189
음식숙박	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00033	-0.00046	-0.00065	-0.00108	-0.00167	-0.00198	-0.00216
음수보관	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00019	-0.00026	-0.00044	-0.00068	-0.00080	-0.00087
통신방송	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00033	-0.00047	-0.00078	-0.00120	-0.00142	-0.00155
공공행정	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00027	-0.00029
총부문	-0.00009	-0.00016	-0.00025	-0.00041	-0.00064	-0.00089	-0.00125	-0.00208	-0.00321	-0.00381	-0.00415
32&33	-0.00150	-0.00250	-0.00397	-0.00662	-0.01019	-0.01421	-0.02002	-0.03327	-0.05125	-0.06090	-0.06639

5. 부문별 GDP변화율

<부표 87> BAU대비 0.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00032	-0.00046	-0.00077	-0.00120	-0.00144	-0.00158
무연탄	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00040	-0.00061	-0.00086	-0.00121	-0.00204	-0.00318	-0.00381	-0.00418
유연탄	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00034	-0.00052	-0.00073	-0.00103	-0.00173	-0.00270	-0.00324	-0.00355
원유	-0.00015	-0.00025	-0.00040	-0.00067	-0.00103	-0.00144	-0.00204	-0.00342	-0.00535	-0.00641	-0.00702
천연가스	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00023	-0.00036	-0.00050	-0.00071	-0.00119	-0.00186	-0.00223	-0.00244
비연료광	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00021	-0.00030	-0.00050	-0.00078	-0.00094	-0.00103
음식료품	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00026	-0.00036	-0.00051	-0.00085	-0.00133	-0.00160	-0.00175
섬유가죽	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00033	-0.00047	-0.00066	-0.00111	-0.00173	-0.00207	-0.00227
목재종이	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00028	-0.00044	-0.00061	-0.00086	-0.00145	-0.00227	-0.00272	-0.00298
인쇄출판	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00018	-0.00026	-0.00044	-0.00069	-0.00082	-0.00090
연탄	-0.00013	-0.00021	-0.00033	-0.00056	-0.00086	-0.00121	-0.00171	-0.00287	-0.00449	-0.00538	-0.00589
기타석탄	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00020	-0.00028	-0.00040	-0.00067	-0.00105	-0.00126	-0.00138
나프타	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00038	-0.00053	-0.00075	-0.00126	-0.00196	-0.00235	-0.00258
휘발유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00010	-0.00016	-0.00025	-0.00030	-0.00033
제트유	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00009	-0.00010
등유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00028	-0.00030
경유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00022	-0.00032	-0.00053	-0.00084	-0.00100	-0.00110
중유	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00050	-0.00070	-0.00099	-0.00167	-0.00261	-0.00312	-0.00342
석유화학	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00010	-0.00014	-0.00023	-0.00036	-0.00043	-0.00047
유활유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00010	-0.00017	-0.00026	-0.00031	-0.00034
기타석유	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00016	-0.00022	-0.00037	-0.00058	-0.00070	-0.00077
화학제품	-0.00066	-0.00109	-0.00174	-0.00291	-0.00448	-0.00628	-0.00888	-0.01493	-0.02334	-0.02797	-0.03063
비금속	-0.00010	-0.00017	-0.00028	-0.00046	-0.00071	-0.00100	-0.00141	-0.00237	-0.00371	-0.00444	-0.00486
아스팔트	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00025	-0.00035	-0.00049	-0.00083	-0.00129	-0.00155	-0.00170
1차금속	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00026	-0.00037	-0.00063	-0.00098	-0.00118	-0.00129
금속제품	0.00001	0.00002	0.00003	0.00006	0.00009	0.00012	0.00018	0.00030	0.00046	0.00055	0.00061
일반기계	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00009	-0.00013	-0.00022	-0.00034	-0.00041	-0.00045
전기전자	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00040	-0.00056	-0.00080	-0.00134	-0.00209	-0.00250	-0.00274
정밀기기	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00011	-0.00015	-0.00025	-0.00040	-0.00047	-0.00052
수송장비	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00012	-0.00020	-0.00032	-0.00038	-0.00042
가구기타	-0.00003	-0.00005	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00026	-0.00037	-0.00063	-0.00098	-0.00118	-0.00129
수력원전	-0.00053	-0.00088	-0.00140	-0.00234	-0.00361	-0.00505	-0.00715	-0.01201	-0.01879	-0.02251	-0.02465
화력자가	-0.00056	-0.00093	-0.00148	-0.00248	-0.00382	-0.00535	-0.00758	-0.01273	-0.01991	-0.02385	-0.02613
도시가스	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00050	-0.00077	-0.00108	-0.00153	-0.00258	-0.00403	-0.00483	-0.00529
건설	-0.00004	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00028	-0.00039	-0.00055	-0.00093	-0.00146	-0.00174	-0.00191
도소매	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00027	-0.00041	-0.00057	-0.00081	-0.00137	-0.00214	-0.00256	-0.00280
음식숙박	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00022	-0.00031	-0.00044	-0.00074	-0.00115	-0.00138	-0.00151
운수보관	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00041	-0.00057	-0.00080	-0.00135	-0.00211	-0.00253	-0.00277
통신방송	-0.00036	-0.00060	-0.00095	-0.00158	-0.00244	-0.00342	-0.00484	-0.00814	-0.01272	-0.01524	-0.01669
공공행정	-0.00000	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00009	-0.00010
총부문	-0.00016	-0.00027	-0.00043	-0.00072	-0.00112	-0.00156	-0.00221	-0.00371	-0.00580	-0.00695	-0.00762
32&33	-0.00055	-0.00091	-0.00145	-0.00242	-0.00374	-0.00523	-0.00741	-0.01244	-0.01946	-0.02331	-0.02553

<부표 88> BAU대비 1.0배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00007	-0.00011	-0.00018	-0.00030	-0.00046	-0.00064	-0.00091	-0.00152	-0.00236	-0.00281	-0.00307
무연탄	-0.00018	-0.00030	-0.00047	-0.00079	-0.00122	-0.00170	-0.00240	-0.00402	-0.00623	-0.00743	-0.00812
유연탄	-0.00015	-0.00025	-0.00040	-0.00067	-0.00103	-0.00145	-0.00204	-0.00341	-0.00529	-0.00631	-0.00690
원유	-0.00030	-0.00050	-0.00080	-0.00133	-0.00205	-0.00286	-0.00404	-0.00675	-0.01047	-0.01249	-0.01365
천연가스	-0.00010	-0.00017	-0.00028	-0.00046	-0.00071	-0.00099	-0.00140	-0.00234	-0.00364	-0.00434	-0.00474
비연료광	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00030	-0.00042	-0.00059	-0.00099	-0.00154	-0.00183	-0.00200
음식료품	-0.00007	-0.00012	-0.00020	-0.00033	-0.00051	-0.00071	-0.00101	-0.00168	-0.00261	-0.00311	-0.00340
섬유가죽	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00043	-0.00066	-0.00093	-0.00131	-0.00218	-0.00339	-0.00404	-0.00442
목재종이	-0.00013	-0.00021	-0.00034	-0.00056	-0.00087	-0.00121	-0.00171	-0.00286	-0.00444	-0.00530	-0.00579
인쇄출판	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00017	-0.00026	-0.00037	-0.00052	-0.00086	-0.00134	-0.00160	-0.00175
연탄	-0.00025	-0.00042	-0.00067	-0.00112	-0.00172	-0.00240	-0.00339	-0.00567	-0.00879	-0.01049	-0.01146
기타석탄	-0.00006	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00040	-0.00056	-0.00079	-0.00132	-0.00205	-0.00245	-0.00267
나프타	-0.00011	-0.00018	-0.00029	-0.00049	-0.00075	-0.00105	-0.00148	-0.00248	-0.00385	-0.00459	-0.00501
휘발유	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00013	-0.00019	-0.00032	-0.00049	-0.00059	-0.00064
제트유	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00018	-0.00020
등유	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00012	-0.00017	-0.00029	-0.00045	-0.00054	-0.00059
경유	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00021	-0.00032	-0.00045	-0.00063	-0.00105	-0.00164	-0.00195	-0.00213
중유	-0.00015	-0.00024	-0.00039	-0.00065	-0.00100	-0.00139	-0.00197	-0.00329	-0.00510	-0.00609	-0.00665
석유화학	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00014	-0.00019	-0.00027	-0.00045	-0.00070	-0.00084	-0.00092
유활유	-0.00001	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00014	-0.00020	-0.00033	-0.00051	-0.00061	-0.00067
기타석유	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00015	-0.00022	-0.00031	-0.00044	-0.00074	-0.00114	-0.00136	-0.00149
화학제품	-0.00131	-0.00219	-0.00347	-0.00580	-0.00893	-0.01248	-0.01762	-0.02945	-0.04570	-0.05452	-0.05957
비금속	-0.00021	-0.00035	-0.00055	-0.00092	-0.00142	-0.00198	-0.00280	-0.00468	-0.00726	-0.00866	-0.00946
아스팔트	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00032	-0.00050	-0.00069	-0.00098	-0.00163	-0.00253	-0.00302	-0.00330
1차금속	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00038	-0.00053	-0.00074	-0.00124	-0.00192	-0.00229	-0.00251
금속제품	0.00003	0.00004	0.00007	0.00011	0.00018	0.00025	0.00035	0.00058	0.00090	0.00108	0.00118
일반기계	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00018	-0.00026	-0.00043	-0.00067	-0.00079	-0.00087
전기전자	-0.00012	-0.00020	-0.00031	-0.00052	-0.00080	-0.00112	-0.00158	-0.00264	-0.00409	-0.00488	-0.00533
정밀기기	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00021	-0.00030	-0.00050	-0.00077	-0.00092	-0.00101
수송장비	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00012	-0.00017	-0.00024	-0.00040	-0.00062	-0.00074	-0.00081
가구기타	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00024	-0.00038	-0.00053	-0.00074	-0.00124	-0.00193	-0.00230	-0.00251
수력원전	-0.00106	-0.00176	-0.00279	-0.00467	-0.00719	-0.01005	-0.01418	-0.02370	-0.03678	-0.04388	-0.04795
화력자가	-0.00112	-0.00187	-0.00296	-0.00495	-0.00762	-0.01065	-0.01503	-0.02512	-0.03898	-0.04650	-0.05081
도시가스	-0.00023	-0.00038	-0.00060	-0.00100	-0.00154	-0.00215	-0.00304	-0.00508	-0.00789	-0.00941	-0.01028
건설	-0.00008	-0.00014	-0.00022	-0.00036	-0.00056	-0.00078	-0.00110	-0.00184	-0.00285	-0.00340	-0.00371
도소매	-0.00012	-0.00020	-0.00032	-0.00053	-0.00082	-0.00114	-0.00161	-0.00269	-0.00418	-0.00499	-0.00545
음식숙박	-0.00006	-0.00011	-0.00017	-0.00029	-0.00044	-0.00062	-0.00087	-0.00145	-0.00225	-0.00269	-0.00294
운수보관	-0.00012	-0.00020	-0.00031	-0.00052	-0.00081	-0.00113	-0.00160	-0.00267	-0.00414	-0.00493	-0.00539
통신방송	-0.00071	-0.00119	-0.00189	-0.00316	-0.00487	-0.00680	-0.00960	-0.01605	-0.02490	-0.02971	-0.03247
공공행정	-0.00000	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00018	-0.00020
총부문	-0.00033	-0.00054	-0.00086	-0.00144	-0.00222	-0.00310	-0.00438	-0.00732	-0.01136	-0.01356	-0.01481
32&33	-0.00109	-0.00182	-0.00289	-0.00483	-0.00744	-0.01040	-0.01469	-0.02454	-0.03809	-0.04544	-0.04965

<부표 89> BAU대비 1.5배의 신재생 발전목표 시나리오시 부문별 GDP 변화율

부문	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015	2020
농림수산	-0.00010	-0.00017	-0.00027	-0.00045	-0.00069	-0.00096	-0.00135	-0.00225	-0.00346	-0.00411	-0.00448
무연탄	-0.00027	-0.00045	-0.00071	-0.00118	-0.00182	-0.00254	-0.00358	-0.00594	-0.00915	-0.01088	-0.01186
유연탄	-0.00023	-0.00038	-0.00060	-0.00100	-0.00154	-0.00216	-0.00304	-0.00505	-0.00777	-0.00924	-0.01007
원유	-0.00045	-0.00075	-0.00119	-0.00199	-0.00306	-0.00426	-0.00601	-0.00998	-0.01538	-0.01827	-0.01992
천연가스	-0.00016	-0.00026	-0.00041	-0.00069	-0.00106	-0.00148	-0.00209	-0.00347	-0.00534	-0.00635	-0.00692
비연료광	-0.00007	-0.00011	-0.00017	-0.00029	-0.00045	-0.00063	-0.00088	-0.00146	-0.00226	-0.00268	-0.00292
음식료품	-0.00011	-0.00019	-0.00030	-0.00050	-0.00076	-0.00106	-0.00150	-0.00249	-0.00383	-0.00456	-0.00497
섬유가죽	-0.00015	-0.00024	-0.00039	-0.00064	-0.00099	-0.00138	-0.00194	-0.00323	-0.00498	-0.00591	-0.00645
목재종이	-0.00019	-0.00032	-0.00051	-0.00084	-0.00130	-0.00181	-0.00255	-0.00423	-0.00652	-0.00775	-0.00845
인쇄출판	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00025	-0.00039	-0.00055	-0.00077	-0.00128	-0.00197	-0.00234	-0.00255
연탄	-0.00038	-0.00063	-0.00100	-0.00167	-0.00257	-0.00358	-0.00504	-0.00838	-0.01291	-0.01534	-0.01673
기타석탄	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00039	-0.00060	-0.00084	-0.00118	-0.00196	-0.00301	-0.00358	-0.00390
나프타	-0.00017	-0.00028	-0.00044	-0.00073	-0.00112	-0.00157	-0.00221	-0.00367	-0.00565	-0.00671	-0.00732
휘발유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00014	-0.00020	-0.00028	-0.00047	-0.00073	-0.00086	-0.00094
제트유	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00027	-0.00029
등유	-0.00002	-0.00003	-0.00005	-0.00009	-0.00013	-0.00018	-0.00026	-0.00043	-0.00067	-0.00079	-0.00086
경유	-0.00007	-0.00012	-0.00019	-0.00031	-0.00048	-0.00067	-0.00094	-0.00156	-0.00240	-0.00286	-0.00311
중유	-0.00022	-0.00037	-0.00058	-0.00097	-0.00149	-0.00208	-0.00293	-0.00486	-0.00749	-0.00890	-0.00971
액화석유	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00021	-0.00029	-0.00040	-0.00067	-0.00103	-0.00123	-0.00134
윤활유	-0.00002	-0.00004	-0.00006	-0.00010	-0.00015	-0.00021	-0.00029	-0.00049	-0.00075	-0.00089	-0.00097
기타석유	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00022	-0.00033	-0.00047	-0.00066	-0.00109	-0.00168	-0.00200	-0.00218
화학제품	-0.00197	-0.00328	-0.00520	-0.00868	-0.01334	-0.01862	-0.02622	-0.04358	-0.06712	-0.07976	-0.08696
비금속	-0.00031	-0.00052	-0.00083	-0.00138	-0.00212	-0.00296	-0.00416	-0.00692	-0.01066	-0.01267	-0.01381
아스팔트	-0.00011	-0.00018	-0.00029	-0.00048	-0.00074	-0.00103	-0.00145	-0.00242	-0.00372	-0.00442	-0.00482
1차금속	-0.00008	-0.00014	-0.00022	-0.00036	-0.00056	-0.00078	-0.00110	-0.00183	-0.00282	-0.00336	-0.00366
금속제품	0.00004	0.00006	0.00010	0.00017	0.00026	0.00037	0.00052	0.00086	0.00133	0.00158	0.00172
일반기계	-0.00003	-0.00005	-0.00008	-0.00013	-0.00019	-0.00027	-0.00038	-0.00064	-0.00098	-0.00116	-0.00127
전기전자	-0.00018	-0.00029	-0.00047	-0.00078	-0.00119	-0.00167	-0.00235	-0.00390	-0.00601	-0.00714	-0.00779
정밀기기	-0.00003	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00032	-0.00044	-0.00074	-0.00114	-0.00135	-0.00147
선박운송장비	-0.00003	-0.00004	-0.00007	-0.00012	-0.00018	-0.00025	-0.00036	-0.00059	-0.00091	-0.00108	-0.00118
가구기타	-0.00008	-0.00014	-0.00022	-0.00037	-0.00056	-0.00079	-0.00111	-0.00184	-0.00283	-0.00336	-0.00367
수력원전	-0.00158	-0.00264	-0.00419	-0.00698	-0.01074	-0.01498	-0.02110	-0.03507	-0.05402	-0.06419	-0.06999
화력자가	-0.00168	-0.00280	-0.00444	-0.00740	-0.01138	-0.01588	-0.02237	-0.03717	-0.05725	-0.06803	-0.07417
도시가스	-0.00034	-0.00057	-0.00090	-0.00150	-0.00230	-0.00321	-0.00452	-0.00752	-0.01158	-0.01376	-0.01500
건설	-0.00012	-0.00020	-0.00032	-0.00054	-0.00083	-0.00116	-0.00164	-0.00272	-0.00419	-0.00497	-0.00542
도소매	-0.00018	-0.00030	-0.00048	-0.00079	-0.00122	-0.00170	-0.00240	-0.00399	-0.00614	-0.00730	-0.00796
음식숙박	-0.00010	-0.00016	-0.00026	-0.00043	-0.00066	-0.00092	-0.00129	-0.00215	-0.00331	-0.00393	-0.00429
운수보관	-0.00018	-0.00030	-0.00047	-0.00079	-0.00121	-0.00168	-0.00237	-0.00394	-0.00608	-0.00722	-0.00787
통신방송	-0.00107	-0.00179	-0.00283	-0.00473	-0.00727	-0.01015	-0.01429	-0.02375	-0.03658	-0.04347	-0.04739
공공행정	-0.00001	-0.00001	-0.00002	-0.00003	-0.00004	-0.00006	-0.00009	-0.00015	-0.00023	-0.00027	-0.00029
총부문	-0.00049	-0.00082	-0.00129	-0.00216	-0.00332	-0.00463	-0.00652	-0.01084	-0.01669	-0.01983	-0.02162
32&33	-0.00164	-0.00273	-0.00433	-0.00723	-0.01112	-0.01552	-0.02186	-0.03632	-0.05595	-0.06648	-0.07248

부록 5. 신·재생에너지 경제성분석 관련 연구 실적물

년도	연구활동	내용
2004년도	국내학회 발표	- 하정우, 김수덕, “국내 풍력단지의 경제성 및 CDM적용가능성”, 제16회 신재생에너지 Workshop, 한국에너지기술연구원, 2004년 11월 4일 - 김유진, 장하나, 하정우, 김수덕, “독일의 Feed-in tariffs통해 본 한국의 발전차액지원제도의 개선방향” 자원경제학회 추계학술대회, 2004년 12월 9일, POSCO 센터 - 안일환, 문춘걸, “환경성과와 재무성과의 상관관계에 관한 실증연구 : 한국 제조업을 중심으로”, 자원경제학회 추계학술대회, 2004년 12월 9일, POSCO 센터
	수상실적	- 박순철 : “국내 배출권 거래시장 활성화 방안에 관한 연구”, 2004년 자원경제학회 추계학술대회, 우수논문상수상 - 하정우 : “국내 풍력단지의 경제성 및 CDM적용가능성”, 제16회 신재생에너지 Workshop 우수상 수상(에너지기술연구원 주최/ 산업자원부 후원) - 안일환 : “환경성과와 재무성과의 상관관계에 관한 실증연구 : 한국 제조업을 중심으로” 교보생명 교육문화재단 제 3회 전국 대학원생 환경 관련 논문공모 예심통과
2005년도	학진등재(후보)지	- 하정우, 김수덕, “대관령 풍력단지의 풍력발전량 및 경제성분석”, 에너지공학, 제14권 2호 pp.82-97, 2005 - 장하나, 김수덕, “도서지역 전화사업과 신재생복합 전력시스템 보급의 경제성분석”, 산업조직연구, 제13집, 제4호, pp.79-104, 2005
	국내학회 발표	- 김유진, 김수덕, “외국의 신재생에너지보급지원제도의 검토를 통한 신・재생에너지 발전차액지원제도 개선방향”, 17차 신재생에너지 Workshop, 2005년 11월 11일, 서울대학교 - 김유진, 손양훈, 김수덕, “신재생에너지보급과 발전사업”, 한국에너지기후변화학회, 추계학술발표회, 2005년 12월 15-16일, 제주대학교 국제교류회관
	수상실적	- 장하나 : “도서지역 신재생에너지 하이브리드시스템 보급의 경제성 분석과 CDM 가능성” 제2회 기후변화협약관련 대학(원)생 논문공모전 최우수상(산업자원부장관상) 수상,2005. 10 - 김유진 : “환경협약에 대비한 신재생에너지 발전차액지원제도의 개선방향” 제1회 한국자원경제학회, 산자부공동주최 대학(원)생 논문공모전 우수상(학회장상) 수상, 2005. 10.
	해외협력실적	- 장하나 (UNEP) 파견연구, 2005년 1월 21일 - 김유진, 안일환, 하정우 (APERC) 세미나, 2005년 5월 24일 - 안재균 (Rutgers, the State Univ. of NJ at New Brunswick) 세미나, 2005년 7월 5일
2006년도	학진등재(후보)지	- 신・재생에너지 전원이 피크타임 전력 공급에 미치는 영향 (김영산 공동), 자원환경경제연구, 제15권 제2호, pp.269-296, 2006.3

부록 6. 자문보고서(1) - 풍력에너지의 국내외 보급현황

한국에너지기술연구원

장문석

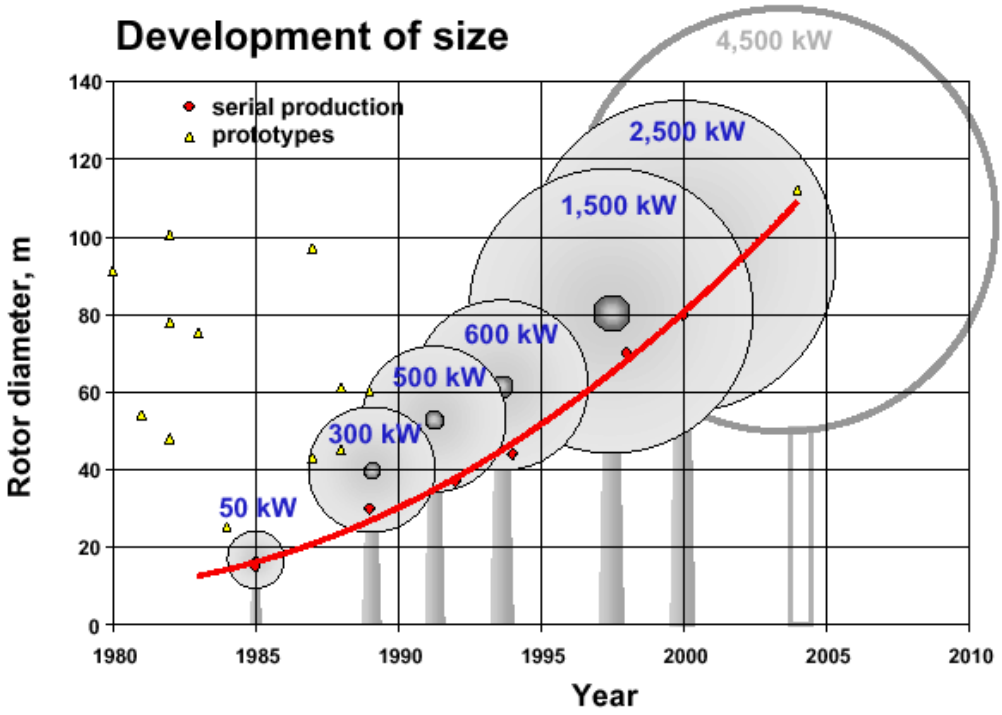
1. 풍력사업의 현황

1.1. 풍력발전 기술 동향

1.1.1. 외국의 기술동향

◦ 풍력발전의 대형화

- 규모의 경제성으로 계속해서 대형급 풍력발전기가 개발되고 있다. 이에 따라 풍력에너지 발전 비용은 계속해서 낮아지고 있는 추세이다.



[부록그림 34] 풍력발전시스템의 대형화 추이

출처 : Henry Seifert, " Wind Turbine Techniques ", DEWI

◦ 기술 조합의 추이

- 1.5~2.5MW급 육상 풍력발전용의 경우에는 Gear type과 Direct drive type이 대등하게 경쟁하고 있으나 공급용량의 경우 Gear type이 약 80% 정도 앞서고 있다.

Gear type의 경우 피치, 가변속 제어 기술이 상대적 우위를 점하고 있다.

- 3.0~5.0MW급 해양용 풍력발전용의 경우에는 피치, 가변속 제어를 가지는 Gear type과 Direct drive type 및 Hybrid 기술이 경쟁할 것으로 예상되며, 현재 상태에서의 우위를 단정적으로 판단하기는 어려우나 Hybrid 기술이 비교 우위를 점할 가능성이 있다고 분석되고 있다.
- 선진 제작사들의 기술 조합 추이의 경우 처해진 상황에 따라서 시기적으로 다르기는 하지만 앞에서 설명한 기술 조합의 추이에 따르고 있으며, 기술조합 추이는 시장에서의 수요자의 기술적 요구와 밀접한 관계가 있다.

<부표 90> 상용화 운용중인 MW급 풍력발전기

Technical Spec.: Name/types:	Capacity kW	Rotor diam. m	Control Features	Comments
Bonus 1.3 MW	1300	62	Active Stall(C)	2 speed CombiStall
Bonus 2MW	2000	70-77	Active Stall (C)	2-speed CombiStall
Bonus 2.3MW	2300	82.4	Active Stall (C)	CombiStall
DeWind 1.25MW	1250	62	Pitch (V)	IGBT-Inverter
DeWind 2MW	2000	80	Pitch (V)	IGBT-Inverter
Ecotechnia 1.67 MW	1670	74	Pitch (V)	
Enercon E66, 1.8 MW	1800	70	Pitch (V)	Multipoled generator
Enercon E66, 2.0 MW	2000	71	Pitch (V)	Multipoled generator
Enercon E70, 2.0 MW	2000	70	Pitch(V)	Multipoled Generator
Enercon E112, 4.5 MW	4500	112/114	Pitch(V)	Multipoled Generator
Fuhrl? der MD77	1500	77	Pitch (V)	
Nordex N60/N62	1300	60/62	Stall (C)	2-speed switchable poles
Nordex S70/77	1500	70/77	Pitch (V)	
Nordex N90, 2.3MW	2300	90	Pitch (V)	
REPOWERMD77/MM70	1500	70/77	Pitch (V)	
REPOWER MM82	2000	82	Pitch (V)	IGBT-Inverter
GAMESA G80	2000	80	Pitch (V)	IGBT-Inverter
GAMESA G83	2000	83	Pitch (V)	IGBT-Inverter
GAMESA G87	2000	87	Pitch (V)	IGBT-Inverter
GE Wind 1.5s,sl,se	1500	70.5 - 77	Pitch (V)	IGBT-Inverter
GE Wind 2.3	2300	82	Pitch (V)	IGBT-Inverter
VESTAS NM70 C-1500	1500	72	Active Stall (C)	1 or 2 speed
VESTAS V82	1650	82	Active Stall (C)	1 or 2 speed
VESTAS V80	2000	80	Pitch (V)	Variable Frequency Control System
VESTAS V90, 2.0MW	2000	90	Pitch (V)	Variable Frequency Control System
VESTAS V90	3000	90	Pitch (V)	Variable Frequency Control System

Source: BTM Consult ApS - March 2006

<부표 91> 현재 운전중인 해상풍력 발전 단지

Project name (Country)	WTG`s	MW	Type foundations	Construction
Vindeby (DK)	11 x 450 kW, Bonus	4.95	Concrete caisson	1991
Lely (NL)	4 x 500 kW, NEG Micon	2.0	Driven monopile	1994
Tun? Knob (DK)	10 x 500 kW, Vestas	5.0	Concrete caisson	1995
Dronten Isselmeer (NL)	28 x 600 kW, NEG Micon	16.8	Driven Monopile	1996
Bockstigen (S)	5 x 550 kW, NEG Micon	2.75	Drilled Monopile	1997
Utgrunden (S)	7 x 1.5 kW, GE Wind	10.5	Driven Monopile	2000
Blyth (UK)	2 x 2 MW, Vestas	4.0	Drilled Monopile	2000
Middelgrunden (DK)	20 x 2 MW, Bonus	40.0	Concrete caisson	2000
Yttre Stengrund (S)	5 x 2 MW, NEG Micon	10.0	Drilled Monopile	2001
Horns Rev (DK)	80 x 2 MW, Vestas	160.0	Driven Monopile	2002
Palludan Flak (DK)	10 x 2.3 MW, Bonus	23.0	Driven Monopile	2002
Nysted Havm? lepark (DK)	72 x 2,3 MW, Bonus	165.6	Concrete caisson	2003
Arklow Bank Phase I (IRL)	7 x 3,6 MW, GE Wind	25.2	Driven monopile	2003
North Hoyle (UK)	30 x 2 MW, Vestas	60.0	Driven Monopile	2003
Scroby Sands (UK)	30 x 2 MW, Vestas	60.0	Driven Monopile	2004
Kentish Flat (UK)	30 x 3 MW, Vestas	90.0	Monopile	2005
Total	**Number of WTGs: 351**	**679.8 MW**		

Source: BTM Consult ApS - March 2006

<부표 92> 초대형 풍력발전기 개발 현황

제작사 및 타입	로터지름 (m)	용량 (MW)	출력제어방법	비고 (현재상태)
Bonus xx (DK)	n./a.	±3 - 3.5	n./a.	Prototype 2003
DeWind Dxx (UK/GE)	n./a.	3.5 - 5	DD, VS, Pitch	n./a.
Enercon E112 (GE)	112	4.5	DD, VS, Pitch	Prototype 2002
GE 3.2s (US)	104	3.2	GD, VS, Pitch	n.a.
GE 3.6 Offshore (US)	100	3.6	GD, VS, Pitch	Prototype 2002
NEG Micon NM 92/2750 (DK)	92	2.75	GD, VS, Pitch	Prototype 2002
NEG Micon NM xx/xxxx (DK)	> 100	±4	GD, VS, Pitch	Prototype 2003
NM (DOWEC) 6MW (DK/NL)	129	6.0	GD, VS, Pitch	Pre-feasibility study
Nordex Nxx (GE)	115 - 120	5.0	GD, VS, Pitch	Prototype 2004/5
Pfleiderer Multibrid (GE)	125	5.0	HD, VS, Pitch	Prototype 2003
REpower 5M (GE)	125	5.0	GD, VS, Pitch	Prototype 2004
Vestas V90 (DK)	90	3.0	GD, VS, Pitch	Prototype 2002
Vestas Vxx (DK)	n.a.	5.0	n./a.	n./a.
WinWind WW 2.6.94 (SF)	94	2.6	HD, VS, Pitch	n./a.
WinWind WW 3.90 (SF)	90	3.0	HD, VS, Pitch	Prototype 2003
W.I.P 5MW (GE)	n/.a.	5.0	n/.a.	Prototype 2003/4

출처 : Windstate Newsletter[4]; Supplier, 2/2003

주: AS(Active Stall); CS(Constant or fixed speed); DD(Direct Drive); GD(Gear Drive); HD(Hybrid Drive); VS(Variable Speed)

<부표 93> 풍력발전기의 규모(2005년도)

Product (Size range)	Units	MW	kW/unit	Share
0-749kW	968	400	413	3.6%
750-999kW	2,563	2,138	834	19.1%
1000-1500kW	2,745	3,824	1,393	34.1%
1501-2500kW	2,378	4,570	1,922	40.8%
2501 and up	89	271	3,042	2.4%
Total	**8,743**	**11,203**	**1,281**	**100.0%**

Source: BTM Consult ApS - March 2006

◦ 최근 기술 동향

- EU에서는 제 5차 Framework Project의 일부로 5MW 풍력발전 시스템 개발, 블레이드, 자원조사 및 Wind map, 풍력발전 단지, 풍력에너지 네트워크 등 5개 분야의 총 20개 기술개발 과제에 45.7백만Euro를 투입하여 기술개발을 진행 중에 있다.
- 1.5MW 풍력 터빈용 PM 발전기와 전력 시스템에 대한 괄목할만한 연구결과로 저속, 또는 중속 발전기를 사용하여 비용 절감을 위한 세 가지의 드라이브 트레인이 개발 되고 있다. 즉 직결식(Direct drive), Single PM, Multi-PM 드라이브 트레인으로, 이들은 모두 증속기를 1단으로 제한하여 크기를 줄이거나, 증속기가 없는 것이 구조적인 특징이다. 이들 드라이브 트레인에 사용되는 발전기와 전력 시스템은 기존의 기본 구성을 사용하는 전통적인 발전기 및 전력 시스템과 확연히 구별되는 특징을 가지고 있다.
- 풍력발전 시장에서 MW급 풍력발전기가 보편화 되고 있으며 Procon Nord 5MW, Repower M5 5MW, Enercon 4.5MW 등 차세대 Multi-MW급 프로토타입 풍력발전기가 2002년 이래 테스트 중이다.
- 현재 풍력발전기 규모의 주류는 1.5MW-2MW급으로 미래 시장을 주도할 것이다.

1.1.2. 국내의 기술개발 동향

<부표 94> 풍력분야의 연구개발 투자, 성과 및 사업화 현황

구분	기술개발현황
제 1단계 (~1996년)	▪ 풍력자원조사 사업시작 ▪ 소형독립형 풍력발전기 2~5kW급 개발 시작 ▪ 20kW급 풍력발전기 개발(KIST) ▪ 300kW급 수직축 풍력발전시스템 개발 운영(한국파이버,무안) ▪ 풍력발전시험단지 운용(월령,200kW이내)
제 2단계 (1997~2001년)	▪ 국내풍력자원의 측정/분석 ▪ 중형 풍력발전시스템 국산화 개발(500kW+급, 한국파이버) ▪ 660kW급 풍력발전기용 증속기 및 발전기의 개발(효성) ▪ 중규모 MW급 풍력단지 건설(행원) ▪ 학술진흥사업등을 총한 기반기술 확보시도
제 3단계 (2002~현재)	▪ 750kW급 기어드타입 풍력발전기 개발완료 실증中(효성) ▪ 750kW급 기어리스타입 풍력발전기 개발완료 실증中(유니슨) ▪ 1MW급 듀얼 로터 타입 풍력발전기 개발완료(코윈텍) ▪ 750KW급 풍력발전기 제어 및 계통연계장치 개발(전기연) ▪ 1.5MW급 풍력발전시스템 실증연구 ▪ 2MW급 풍력발전기 개발 중(효성, 유니슨) ▪ 풍력발전시스템 성능평가/실증기술개발 ▪ 복합발전시스템 실용화 개발(우리들 등) ▪ 대규모 풍력발전단지 조성 운용(20-40MW규모) ▪ 동북아내, 한중간 국제 공동연구 시도 ▪ 학술진흥사업등을 통한 기반기술 upgrade

자료 : 풍력사업단 홈페이지 (http://www.kwedo.or.kr/)

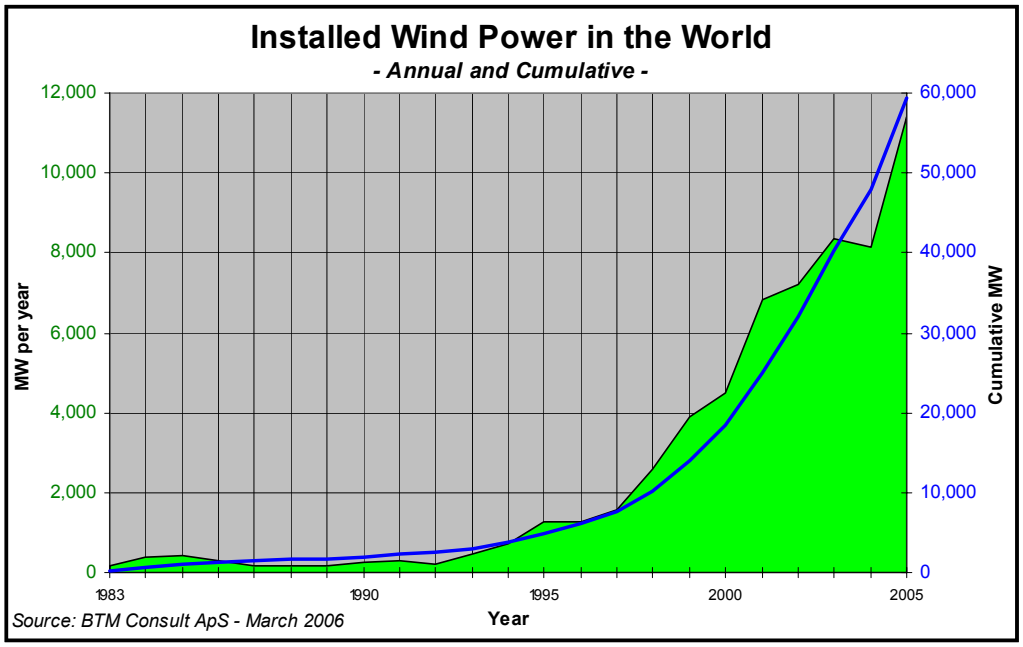
1.2. 외국의 풍력발전보급현황

최근 전 세계적으로 풍력발전의 성장이 두드러지고 있다. 2005년 말까지 59,264MW의 풍력발전기가 설치 운영되어 5년 평균 26.3%의 성장률을 보이고 있으며 120.47TWh의 전력을 생산하였다. 이 중에서도 41,044 MW 이상은 유럽에서 설치되어 총 69.3%를 차지하고 있으며 유럽은 2005년 동안에만 6,372MW가 설치되었다. 유럽 중에서도 풍력발전에서 가장 성공을 거둔 나라는 덴마크, 독일, 스페인이다. 유럽 밖에서는 인도와 미국 등이 풍력발전 시장을 이끌고 있다.

<부표 95> 풍력발전 성장규모 추이

Year:	Installed MW	Increase %	Cumulative MW	Increase %
2000	4,495		18,449	
2001	6,824	52%	24,927	35%
2002	7,227	6%	32,037	29%
2003	8,344	15%	40,301	26%
2004	8,154	-2%	47,912	19%
2005	11,407	40%	59,264	24%
Average growth - 5 years		**20.5%**		**26.3%**

Source: BTM Consult ApS - March 2006

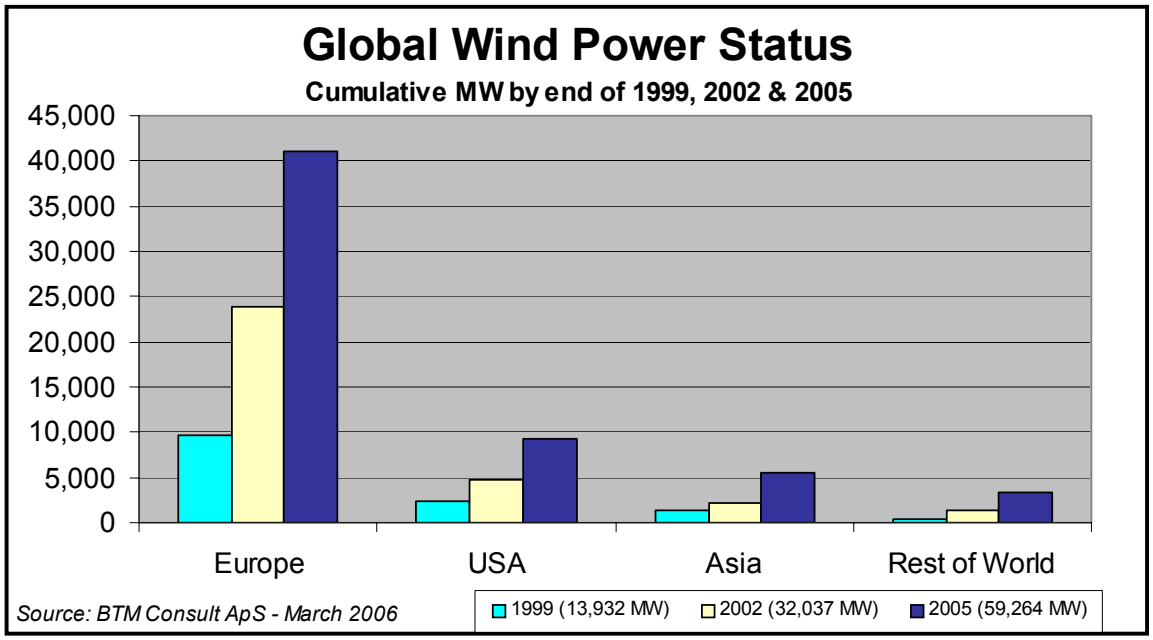


[부록그림 35] 풍력발전기 보급 추이

<부표 96> 대륙별 풍력발전기 보급현황

	Installed MW 2004	Accu. MW 2004	Installed MW 2005	Accu. MW 2005	% of installed MW 2005
Total Americas	516	7,391	2,671	10,062	23.4%
Total Europe	5,938	34,725	6,372	41,044	55.9%
Total South & East Asia	1,077	3,784	1,836	5,618	16.1%
Total OECD-Pacific	571	1,653	484	2,137	4.2%
Total Africa	23	234	44	278	0.4%
Total other continents and areas:	29	124	0.0	124	0.0%
Annual MW installed capacity	8,154		11,407		
Cumulative MW installed in the world		47,911		59,264	

Source: BTM Consult ApS - March 2006



[부록그림 36] 풍력발전기 보급 현황

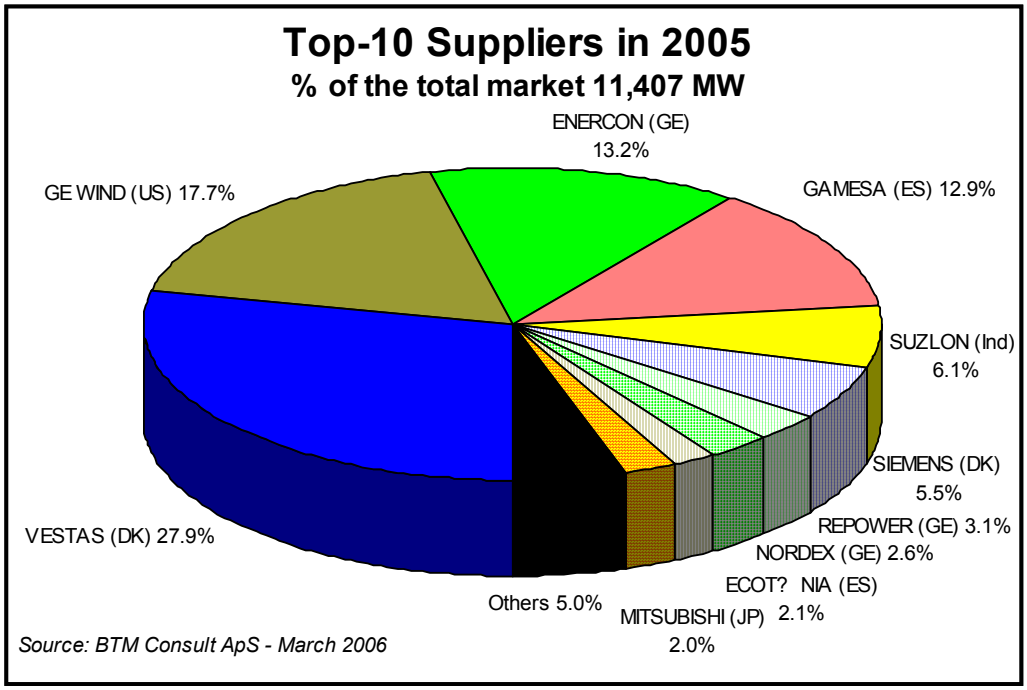
<부표 97> 풍력발전기 설치 댓수

Country/Region	Total units until end of 2000	Net increase per year 2001	2002	2003	2004	2005	Total by end of 2005
Total Americas	16,659	1,945	568	1,295	433	1,796	22,665
Total Europe	26,390	3,920	4,194	3,738	4,589	4,137	46,468
Total Asia	5,748	830	659	920	1,420	2,395	11,972
Rest of World	441	27	115	219	305	230	1,337
Total units	49,238	6,722	5,536	6,172	6,747	8,558	82,442
Cumulative	49,238	55,960	61,496	67,668	73,884	82,442	

Installed capacity by the end of 2005: 59,264 MW

Average size WTG in the world : 719 kW/WTG

Source: BTM Consult ApS - March 2006



[부록그림 37] 제작사별 풍력발전기 보급실적

제작사별 시장점유율을 본다면 덴마크 VESTAS, 미국의 GEWIND, 독일의 ENERCON,

스페인의 GAMESA가 각각 27.9%, 17.7%, 13.2%, 12.9%로 상위 몇 개 기업이 시장을 독점하는 특징을 갖고 있다.

<부표 98> 주요 10개국의 년간 풍력발전 설치용량(2005)

Country	2003	2004	2005	Share %	Cum. Share %
USA	1,687	389	2,431	21.3%	21%
Germany	2,674	2,054	1,808	15.8%	37%
Spain	1,377	2,064	1,764	15.5%	53%
India	423	875	1,253	11.0%	64%
Portugal	107	274	502	4.4%	68%
P.R. China	98	198	498	4.4%	72%
Italy	116	357	452	4.0%	76%
UK	195	253	447	3.9%	80%
France	91	138	389	3.4%	84%
Australia	50	182	296	2.6%	86%
Total	6,818	6,784	9,839		
Percent of World	81.7%	83.2%	86.3%		

Source: BTM Consult ApS - March 2006

<부표 99> 주요 10개국의 풍력발전 설치용량

Country	2003	2004	2005	Share %	Cum. Share %
Germany	14,612	16,649	18,445	31.1%	31%
Spain	6,420	8,263	10,027	16.9%	48%
USA	6,361	6,750	9,181	15.5%	64%
India	2,125	3,000	4,253	7.2%	71%
Denmark	3,076	3,083	3,087	5.2%	76%
Italy	922	1,261	1,713	2.9%	79%
UK	759	889	1,336	2.3%	81%
P.R. China	571	769	1,264	2.1%	83%
Netherlands	938	1,081	1,221	2.1%	85%
Japan	761	991	1,159	2.0%	87%
Total	36,545	42,735	51,686		
Percent of World	90.7%	89.2%	87.2%		

Source: BTM Consult ApS - March 2006

1.3. 국내 풍력발전 보급현황

1.3.1. 보급 현황

2003년 현재 정부 주도의 보급사업으로 제주도, 전남 무안, 울릉도 등에 61기 22.1MW 정도의 풍력발전 설비가 설치되어 운영 중에 있다. <부표 100>을 보면 시설용량별로는 600kW급 이상이 27기에 불과하지만 발전량은 85%를 점유하고 있다. 특히 제주 행원풍력발전 단지는 국내 최초의 상업용 풍력발전 단지로, 제주도 지역 전력수요의 10%를 풍력발전으로 대체하는 것을 목표로 1997년부터 건설되었다. 그리고 2003년 현재 9,795 kW(15기)의 규모로 운전 중이며, 전국 풍력발전시설용량의 50%를 차지하고 있다.

<부표 100> 풍력발전 규모별 설치·가동 현황

(2003년 현재)

구 분	~ 100kW	101 ~ 300kW	301 ~ 600kW	600kW 이상	합 계
가동시설수	29	2	3	27	61
시설용량 (kW)	212	375	1,750	19,785	22,122
발전량 (MWh)	252	474	2,904	43,330**	46,960

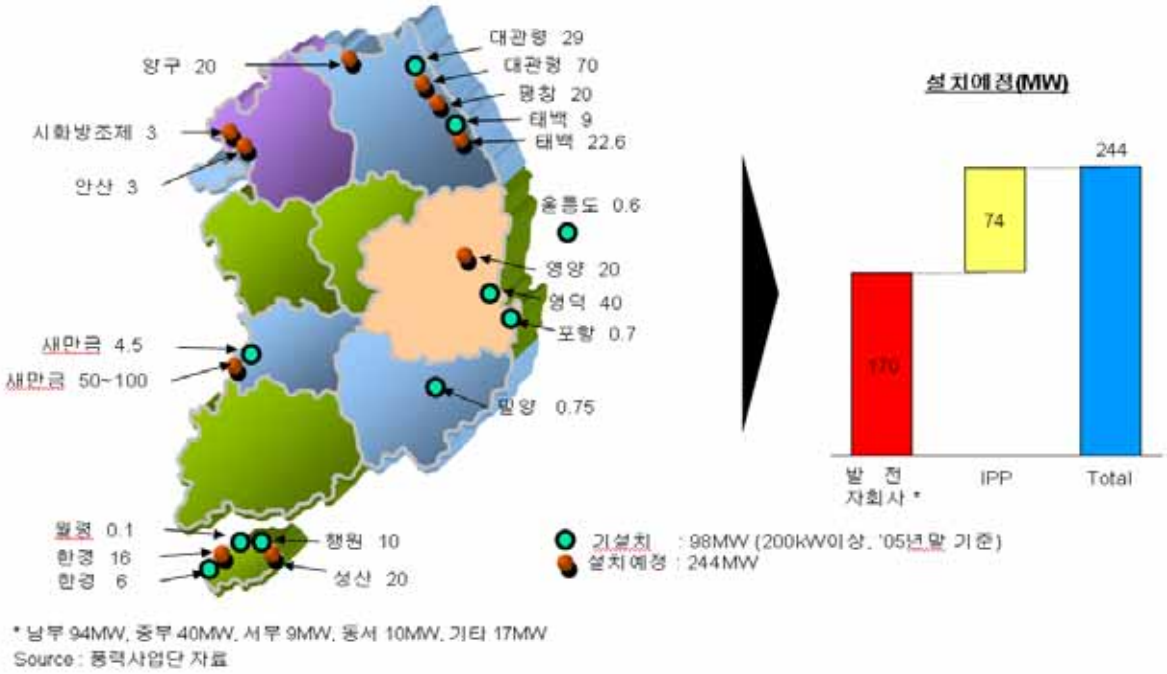
주 : *공단자료, 시설중 포함; ** 가동율 25%가정

제주 행원 풍력발전단지의 평균 발전원가는 90원/kWh 수준으로 제주도 내 한전 발전소의 평균 발전원가(약 130원/kWh)에 비해 저렴하여 자체적으로도 충분한 경쟁력을 지니고 있다. 풍력에 의한 연간 전력생산량을 12GWh/년으로 예상하고 있으며, 한전의 전력 구매로 연간 6~7억원 정도의 매전수입이 예상되고 있어, 제주도의 입장에서는 충분한 사업성을 갖추고 있다고 할 수 있다.

<부표 101> 국내 풍력발전기 보급 현황

설치년도	용량 (kW)	댓수	주 관 기 관	제 작 사	설 치 장 소	비 고
1975. 1.	2	1	KAIS	KAIS	경기 화성군 엇섬	최초(철거)
1979. 12.	5	1	KAIT/KIER	Electro GmbH	전북 옥구군 죽도	철거
1980. 3.	10	1	KIST	MAN	전북 옥구군 개야도	철거
1984. 6.	14	1	KAIST	MAN	제주 북제주군 월령리	철거
1990. 3.	20	1	한국풍력발전기	JACOBS	전북 옥구군 신시도	가동중지
1992. 2.	250	1	KIER	HSW	제주 서귀포시 중문	가동중지
1992. 7.	20	1	KIST	KIST	제주 북제주군 월령리	철거
1994. 12.	170,80	1	한국화이바(주)	FloWIND/자체	전남 무안	가동중지
1994. 12	30	2	KIER	HSW	제주 북제주군 월령리	철거
1995. 2.	100	1	KIER	VESTAS	제주 북제주군 월령리	정상운전
1996. 7	300	1	한국화이바(주)	자체제작	전남 무안	철거
1996. 11.	3	1	한국쏠라	Bergey	부산 동아대	가동중지
1997. 8.	550	1	한국화이바(주)	ZOND	전남 무안	가동중지
1998. 2.	600	2	제주도청/KIER	VESTAS	제주 행원리	정상운전
1999. 3.	660	2	제주도청	VESTAS	제주 행원리	정상운전
1999. 3.	225	1	제주도청	VESTAS	제주 행원리	정상운전
1999. 4.	750	1	한국화이바(주)	Lagerwey	전남 무안	가동중지
1999. 11.	600	1	경북도청	VESTAS	경북 울릉군	시운전중
2000. 3.	750	2	제주도청	NEG-MICON	제주 행원리	정상운전
2000. 7.	0.4	2	상원인터내셔널	South West	경북 웅진군 선갑도	정상운전
2000. 8.	3	1	한국쏠라	South West	전남 완도군	가동중지
2000. 9.	10	1	파주출판단지	feldmann	경기도 파주시	가동중지
2001. 2.	44	1	한국화이바(주)	자체제작	제주 마라리	가동중지
2001. 3.	660	1	경부도청	VESTAS	경북 포항시 호미곶	정상운전
2001. 5.	660	2	제주도청	VESTAS	제주 행원리	정상운전
2001. 12	30	1	(주)코원텍	자체제작	전북 부안군	시운전중
2001. 12	1	11	오로라(주)	자체제작	인천, 마산, 경주, 진해	정상운전
2001. 12	3	1	오로라(주)	자체제작	제주 월령	정상운전
2001. 12	0.4	10	한국쏠라	South West	충북제천,전남,나주,양평	정상운전
2002. 5.	20	5	서울시청	WTIC	서울 난지도 제2매립장	정상운전
2002. 5.	750	3	제주도청	NEG-MICON	제주 행원리	정상운전
2002. 10.	10	1	준마엔지니어링	FELDMANN	제주 월령	시운전중
2002. 11.	750	2	전북도청	NEG-MICON	전북 새만금	정상운전
2002. 11.	750	1	(주)유니슨	JOUMONT	강원도 대관령	정상운전
2003. 4.	750	2	전북도청	NEG-MICON	전북 새만금	정상운전
2003. 8.	660	3	제주도청	VESTAS	제주 행원리	정상운전
2003. 9	660	4	강원도청	VESTAS	강원도 대관령	정상운전
2004. 3	1,500	4	남부발전	NEG-Micon	제주 한경	정상운전
2004. 5	750	2	전북도청	NEG-Micon	전북 새만금	정상운전
2005.12	850	2	태백시청	VESTAS	태백시 매봉산	정상운전
2005. 4	1,650	24	(주)영덕풍력	NEG-Micon	경북 영덕읍 창포리	정상운전
2005. 6	850	3	태백시청	VESTAS	태백시 매봉산	정상운전
2005.12	2,000	24	(주)강원풍력	VESTAS	강원도 대관령	정상운전

이밖에도, 경북 울릉도 풍력발전시스템의 연간 생산전력량은 770MWh/년으로 예상되며 한전에 대한 매전으로 연간 5~6천만원 정도의 매전수입이 예상되고 있다. 이러한 제주도의 성과에 따라 타 지방자치단체의 관심이 증대되고 있어 정부주도 지원사업 및 민자유치를 통한 풍력기술의 사업화는 증가될 것으로 예상되고 있다. 이의 대표적인 예로는 제주도(행원, 한경), 강원도(대관령 지구, 태백), 전라북도(새만금), 경북(영덕) 및 인천(서해안지역)등의 지방자치단체 및 산업체가 사업화에 본격적인 참여를 희망하고 있는 상황이다. 다음의 그림은 현재 설치되었거나 계획되고 있는 풍력발전 단지의 현황을 나타내고 있다.



[부록그림 38] 국내 풍력발전 국내설치 및 예정현황

<부표 102> 풍력발전 단계별 계획

구 분	1단계('04-'05) 기반 구축	2단계('06-'07) 대형풍력 진입	3단계('08-' 09) 상용화기반
육상 풍력	750 kw급 발전 시스템 개발 1MW급 발전기 설계 제작	2MW급 발전기 설계 제작 1MW급 발전기 실증	2MW급 발전기 실증 건물 연계 및 응용 기술 상용화
해상 풍력	해상 풍력 도입 기반 마련 3MW급 개념 설계	단지 건설 운영 기술 확보 3MW급 발전기 설계 제작	대규모발전단지조성 3MW급 발전기 실증

부록 7. 자문보고서(2) - 지열원 열펌프 시스템

한국 건설기술연구원

신현준

1. 지열원 열펌프시스템의 개요

1.1. 개요 및 특징

지열은 지구 중심인 맨틀 부위에서 핵분열로 발생하는 열과 태양의 복사에너지를 열원으로 하여 지구에 축적된 에너지를 의미하며, 이때 지구는 거대한 축열 매체의 역할을 한다. 열을 보유하는 매체별로 지열을 분류하면 토양이 보유하는 토양 열로 부터 지하수, 하천, 강, 해수, 하수 등 수열로 구분할 수 있다. 또한, 온도를 기준으로 분류하면 지역난방, 발전 등 직접이용이 가능한 고온을 유지하고 있는 심부지열로 부터 일상생활에서 필요로 하는 온도수준에 이르지 못하는 저온의 천부지열에 이르기 까지 매우 다양하다. 천부지열은 지표로부터 대략 200m 내외에 저장된 지열을 말하며, 온도는 지형에 따라 다르지만 10～20℃ 정도이다. 심부지열은 지하 200m 이하에 존재하는 에너지를 일컬으며, 40～150℃ 이상의 온도를 유지한다.

우리나라는 지질의 특성상 일부 온천수를 제외하고는 직접적으로 이용한 예가 거의 없었기 때문에 지금까지 에너지절약차원에서 냉난방열로 이용하는 양은 많지 않았다.

그러나 최근에는 지구온난화 등 환경문제가 국제적으로 커다란 관심을 갖게 되고, 화석에너지의 대체자원 확보측면에서 정부의 적극적인 지원정책 및 열펌프기술의 발달로 저온지열에 대한 관심이 높아지고 있다. 즉, 10 ℃～20℃내외의 저온을 열원으로 하는 지열원 열펌프시스템을 냉난방기기(이하 “지열원 열펌프”)로 이용하는 데에 많은 관심을 갖게 되었다.

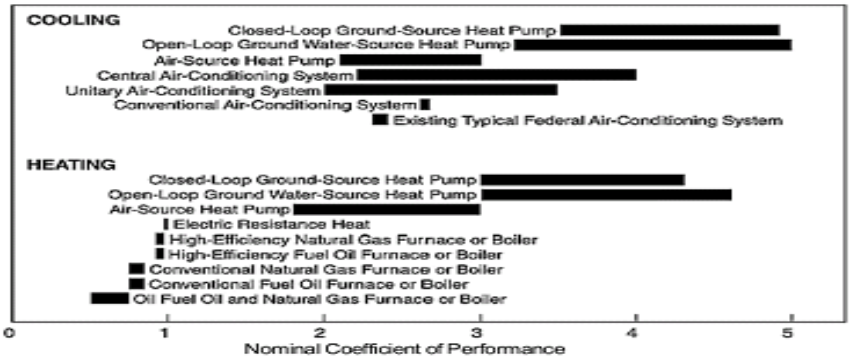
냉방사이클(cooling cycle)로 작동하는 지열원 열펌프는 실내에서 흡수한 열을 지중에 설치된 열교환기를 통해 지중으로 방출하며, 반대로 난방사이클(heating cycle)인 경우에는 지중 열교환기는 지중에서 열을 흡수하여 실내로 공급한다. 여기서 지중(또는 지열)이라 함은 토양(ground), 지하수(ground water), 지표수(surface water) 등을 통칭한 것이다.

이러한 지열을 이용한 시스템의 장점은 일부에서 상용되고 있는 공기열원 열펌프(air source heat pump)보다 온도가 안정성을 유지하고 온도조건이 유리하여 매우 높은 성능을 유지할 수가 있다는 점이다. 즉, 운전에 필요한 동력 소비량이 적고, 대기 중에 노출되는 기기가 없으며, 사용되는 냉매의 양이 상대적으로 적어 소비동력이 적다. 따라서 지열원 열펌프는 높은 효율과 우수한 성능을 갖는다. 우리나라와 같이 여름과 겨울이 확연하게 존재

하는 기후조건을 갖는 경우에 활용성이 매우 높은 시스템이라고 할 수 있다.

지열원 열펌프의 우수성은 이미 선진국에서 많은 연구결과를 통해 입증되었다. 미국의 환경보호청(Environment Protection Agency, EPA)에서는 현존하는 냉·난방 기술 중에서 가장 에너지 효율적이고, 환경 친화적이며, 비용 효과가 높은 공기조화(space conditioning) 시스템으로 소개하고 있다. 실제로 이 시스템은 공기 열원 열펌프에 비해 44%까지 그리고 냉·난방을 에어컨과 전열기를 이용하는 경우와 비교하면 72%까지 에너지 소비를 절감할 수 있다고 보고하였다. [부록그림 39]는 현재 상용되고 있는 냉·난방 기기의 효율을 비교한 예이다. 이로부터 지열원 열펌프의 성능이 가장 우수한 것을 알 수 있다. 이러한 이유로 미국과 유럽에서는 과거 10년 동안 지열원 열펌프의 설치 대수가 매년 12%정도 증가하고 있는 것으로 보고되고 있다. 현재 12 kW 용량 기준으로 미국에서만 약 550,000대가 설치되어 운전 중이며, 매년 66,000여대가 새로 설치되고 있는 것으로 추산되고 있다.

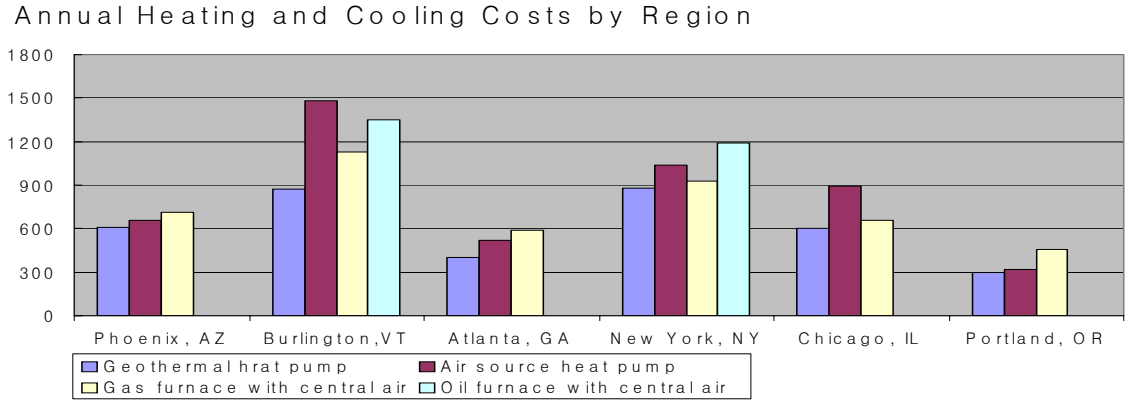
미국과 같은 에너지 강국이 1940년대부터 지열원 열펌프에 대한 연구 및 기술개발을 꾸준히 진행해왔다는 것은 이렇다 할 부존 에너지가 없는 우리에게 시사하는 바가 매우 크다고 할 수 있다.



[부록그림 39] 상용 냉·난방시스템의 효율

자료 : DOE, 2001, Ground-Source Heat Pumps Applied to Federal Facilities-Second Edition)

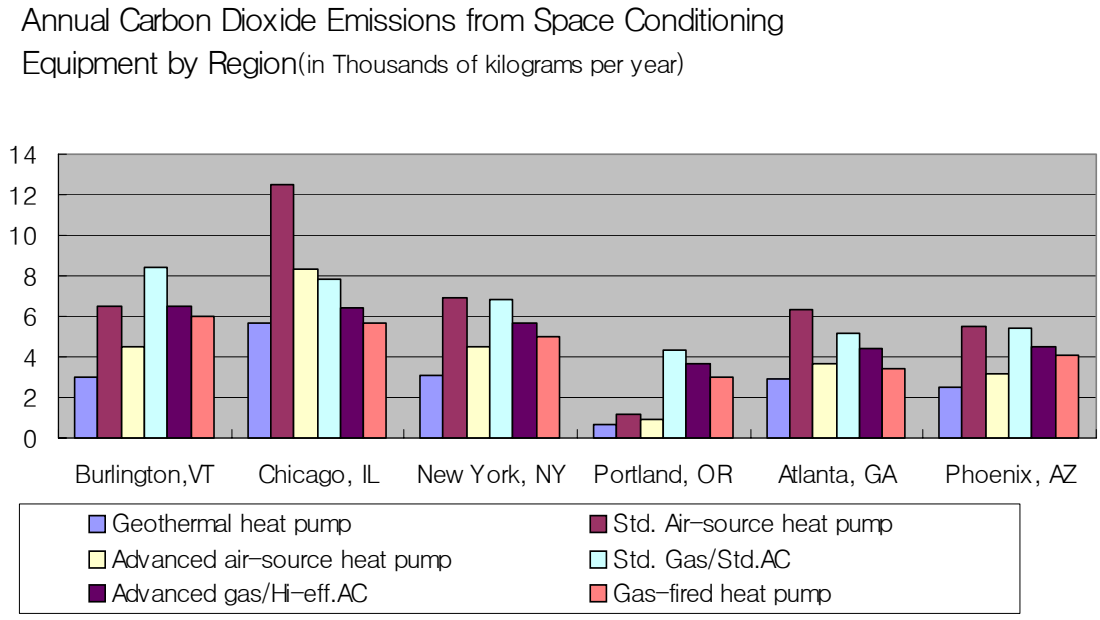
이에 본고는 천부지열을 활용한 지열원 열펌프의 원리 및 종류, 국내외 설치현황 및 사례, 보급 활성화 정책 등을 개괄적으로 소개한다.



[부록그림 40] 지열원 열펌프시스템과 기존 공조시스템의 지역별 연간 에너지비용

[부록그림 40]은 지열원열펌프와 상용중인 열원기기의 연간에너지비용을, [부록그림 41]은 지구온난화가스인 이산화탄소의 저감량을 지역별로 비교한 것이다. 이들 그림에서 알 수 있는 바와 같이 지열원 열펌프의 우수성을 확인할 수 있다.

◦ 냉난방 비용 비교(미국)



[부록그림 41] 지열원 열펌프시스템과 일반 공조시스템의 이산화탄소 배출량 비교(미국)

1.2. 지열원 열펌프시스템의 원리 및 종류

1.2.1. 냉방 사이클

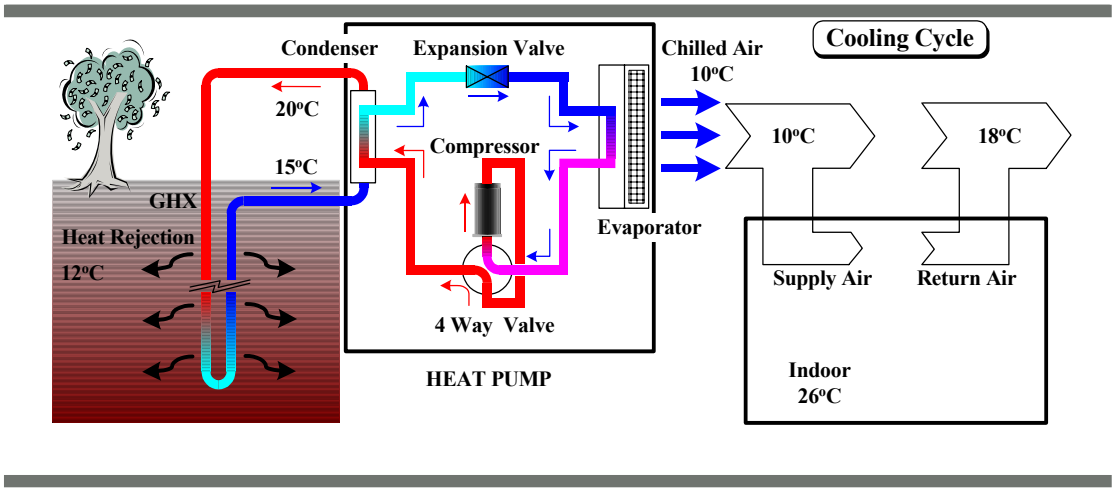
냉방 사이클로 작동하는 지열원 열펌프를 [부록그림 42]에 도시하였다. 지열원 열펌프가 냉방 사이클로 작동할 때 열펌프는 실내에서 열을 흡수하고 그 열을 지중 열교환기를 통해 방출한다. 고온・고압의 냉매는 과열 증기 상태로 압축기를 나와 4방 밸브를 거쳐 응축기로 들어간다. 응축기에서 고온의 증기 냉매는 상대적으로 온도가 낮은 지중 열교환기 순환 유체(물 또는 부동액)와 열교환을 한다. 이 과정에서 부동액의 온도는 상승하며 증기 냉매는 기상(vapor phase)에서 액상(liquid phase)으로 상변화(응축)를 하게 된다. 온도가 상승한 부동액은 지중 열교환기 내를 순환하면서 열을 지중으로 방출한다.

응축기를 나온 고온의 액상 냉매는 팽창밸브를 지나면서 저온・저압의 상태가 된다. 저온・저압 상태의 액체 냉매는 증발기로 들어가 실내 공기와 열교환을 한다. 이 열교환 과정에서 액상 냉매는 증발기로 유입되는 실내 공기를 차갑게 만들면서 증기로 상변화 (증발)를 하게 된다. 증발기를 나온 저온・저압의 액상 냉매는 4방 밸브를 지나 압축기로 들어가 압

축 과정을 겪으면서 다시 고온·고압의 증기 냉매가 된다.

한편 전형적인 시스템에서 부동액의 응축기 입구 온도(EWT, Entering Water Temperature)는 약 15℃이다. 응축기 출구에서 부동액의 온도(LWT, Leaving Water Temperature)는 열펌프의 냉매와 열교환을 수행하면서 냉매로부터 열(온도차 에너지)을 받아 약 5~6℃ 정도 상승한다. 이렇게 온도가 상승한 부동액은 지중 열교환기 파이프 내를 순환하면서 약 12℃의 토양과 열교환을 하여 설정 EWT (약 15℃)로 된다. 지중 열교환기 파이프의 사양은 부동액의 응축기 입/출구 온도차 및 부동액의 유량, 토양의 열용량 그리고 실내 냉·난방 부하 및 열펌프 성능 등을 고려하여 정확히 계산된다.

일반적으로 실내 분배 장치는 기존의 공조 설비와 차이가 없다. 즉, 바닥난방, 공기 조화기 팬 코일 유닛 (Fan Coil Unit, FCU) 등과 조합하여 사용할 수 있다. 또한 실내측 분배 장치는 열펌프의 종류에 따라 차이가 있다. 열펌프는 물 대 공기(Water-to-Air) 방식과 물 대 물(Water-to-Water) 방식이 있다. 물 대 공기 방식은 증발기에서 차가워진 공기를 덕트를 통해 실내로 분배한다. 용량이 상대적으로 작은 가정용 열펌프는 직접 추출 방식으로 공조를 행한다. 그림 Ⅶ-4는 지열원 열펌프 시스템에 사용되는 열펌프시스템의 개념도이다.



[부록그림 42] 지열원 열펌프-냉방 사이클

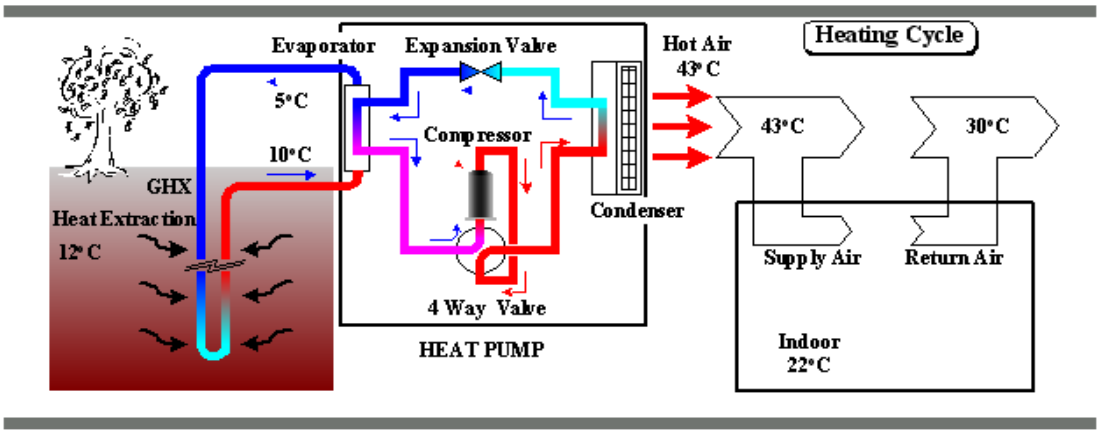
1.2.2. 난방 사이클

열펌프는 지열로부터 에너지를 흡수하여 실내로 공급하는 역할을 한다. 압축기로부터 토출된 고온·고압의 증기 냉매는 4방 밸브를 거쳐 응축기(혹은 FCU)로 유입된다. 응축기로부터 배출된 고온의 냉매 증기는 실내 순환공기(물 대 공기 방식) 또는 물(물 대 물 방식)과 열교환을 수행한다. 이 과정에서 증기 냉매는 액상으로 상변화를 하고, 실내 순환 공기 또는 물은 냉매가 갖고 있던 에너지를 받아 온도가 상승한다. 이렇게 온도가 상승한 공기 또는 물을 분배 장치를 통해 강제 순환시켜 난방을 하거나 온수를 공급하게 된다. 응축기를 통과하면서 액상으로 상이 변한 냉매는 팽창밸브를 지나면서 온도와 압력이 감소하여 증발기로 들어간다.

증발기로 유입된 액상 냉매는 지중 열교환기를 순환하는 부동액으로부터 열(지열)을 흡수하여 다시 증발하고, 4방 밸브를 지나 압축기로 유입된다. 압축기는 저온·저압의 기상 냉매를 압축하여 고온. 고압의 냉매상태로 변환시킨다.

지중 열교환기의 부동액은 증발기에서 냉매를 증발시키고 자신은 5~6℃ 정도 온도가 감소한다. 이때 부동액의 증발기 입구 온도는 대략 10℃이다. 이렇게 온도가 강하된 부동액은 지중 열교환기 내를 순환하면서 토양과 열교환을 하여 열펌프의 열원입구온도(EWT)를 유지한다.

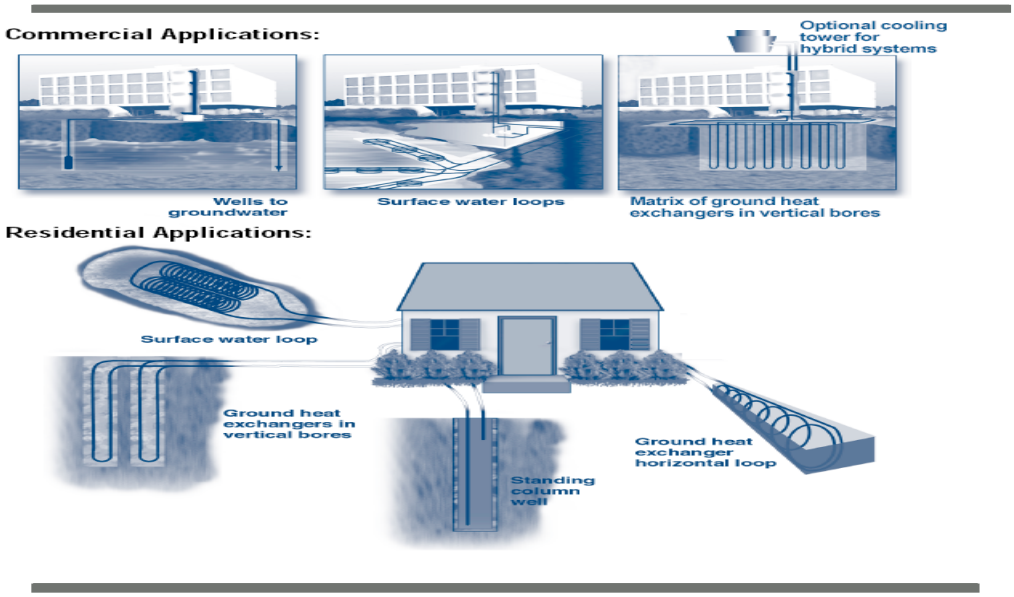
[부록그림 43]은 지열원 열펌프의 난방 사이클 개념도이다.



[부록그림 43] 지열원 열펌프의 난방 사이클

1.2.3. 지열원 열펌프 시스템의 종류

미국 ASHRAE는 지열원 열펌프를 열원 및 히트 싱크의 종류에 따라 토양 이용 열펌프(GCHP, Ground Coupled Heat Pump), 지하수 이용 열펌프(GWHP, Ground Water Heat Pump), 지표수 이용 열펌프(SWHP, Surface Water Heat Pump) 그리고 복합 지열원 열펌프(Hybrid Ground Source Heat Pump) 등으로 구분하고 있다. [부록그림 44]는 상업용 및 가정용으로 사용되는 지열원 열펌프의 종류를 보여 주고 있다.



[부록그림 44] GSHP의 종류

자료 : ORNL/DOE, 2001, Assessment of Hybrid Geothermal Heat Pump Systems: Geothermal heat pumps offer atractive choice for space conditioning and waer heating)

1.3. 국내외 보급현황

1.3.1. 국내 보급현황

우리나라의 경우 지열을 이용하는 열펌프 시스템에 실질적인 관심을 갖기 시작한 것은 최근의 일이다. 그것은 공기열원 이외의 대체열원에 대한 관심부족, 지열을 회수하기 위한 열교환 기술의 부족, 초기투자비 문제, 설치를 위한 지상면적이 크게 소요되는 등의 원인에

있었다. 2002년을 기준으로 현재 국내에 설치되어 운전 중인 지열 이용 열펌프 시스템의 설치 개소 및 용량을 <부표 103>에 나타내었다.

국내의 지열원 열펌프는 물 대 물이나 물 대 공기 방식이 주를 이루고 있으며, 2000년도에 국내에 최초로 도입된 이후, 열펌프의 용량 면에서 적게는 수 냉동톤(Refrigeration Ton, RT)에서 수 십 냉동톤의 용량에 지나지 않는다. 적용대상도 소규모의 사무실, 모델하우스, 레스토랑, 레저시설 등에 한정되어 있으며 2004년까지 정부의 지원을 받아 설치·가동 중인 지열 냉난방시스템은 약 64개소(미군 부대 설치 시스템 제외)에 불과하며, 이 중에서 수평형 방식은 단 1개소이며, 그 외에는 수직형 방식이다.

또한, 외국의 장비와 설비공법을 그대로 적용함으로써 한국의 지질구조와 기후조건, 시공여건 등이 충분히 고려되지 않은 상태로 외국의 기술의존도가 높고, 열펌프 자체는 외국업체의 제품을 수입하는 경우가 대부분이며, Ground Loop 및 최적 열교환 시스템의 설계 등과 관련한 기술수준이 선진외국에 비해 전반적으로 낮은 편이다.

이와 같이 열펌프, Grouting Machine, Bentonite, 순환펌프, 온도조절기 등 거의 모든 장비를 수입함으로써 해외 의존도가 여전히 개선되지 않고 있으며, 초기 공사비가 과대하여 지열 이용 시스템의 보급에 오히려 부정적인 요인으로 작용하고 있는 실정이다. 지열 이용 열펌프 시스템에 적용되고 있는 열펌프는 일부 시공업체들에 의해서 국내에 보급되고 있으나, 신뢰성 문제와 정책적인 지원의 미비로 인하여 보급이 늦어지고 있는 실정이다. 현재 지열 산업이 전체 공조시장에서 차지하는 비중은 극히 미미하지만, '04년부터 시행된 공공기관의 신재생에너지 이용의무화제도 등과 같은 보급정책의 추진으로 향후의 보급이 급격하게 상승할 것으로 기대된다.

<부표 103> 국내에 설치·운전 중인 지열원 열펌프 시스템 현황

연도	설치 개소	용량(RT)	용 도
2000	1	10	사무용
2001	4	88	주거, 객실, 식당, 군설비, 학교, 농업용
2002	10	207	주거, 식당
2003	14	670	학교, 사회복지시설, 공공건물
2004	35	1,767	학교, 사회복지시설, 공공건물

※ 용산 미군부대 및 대사관저 : 1,082RT 설치

1.3.2. 국외 보급현황

2004년까지 공급된 지열 이용 열펌프 시스템의 대수는 세계적으로 약 100여만 여대로 추정되고 있으며, 미국, 스위스, 스웨덴, 독일 등이 대표적인 사용국이다. 세계적으로 지열원 열펌프의 보급률은 지난 10년 간 매년 10%이상씩 증가하고 있다.

미국의 경우, 관공서나 군부대, 학교 등 공공기관에 많이 설치되고 있으며, 매년 약 12% 정도의 증가를 나타내고 있으며, '04년 말을 기준으로 약 550,000대가 설치된 것으로 추정된다. 이 중 46%가 수직형 방식이며, 38%가 수평형 방식, 15%가 개방형 방식으로 구성되어 있다. 또한, 매년 12%의 보급 성장에 따라 2010년에만 140,000대의 열펌프가 보급되고, 전체적으로는 지열 열펌프의 설치대수가 150만대에 이를 것으로 추정되고 있다. 특히, Oklahoma 주립대학을 중심으로 한 연구진과 Climate Master, Florida Heat Pump, Trane, Water Furnace 등을 필두로 한 15개 정도의 열펌프 제작회사와 500여 개의 설계, 시공 및 진단업체의 적극적인 실용화 노력으로 지열원 열펌프는 미국 전체 냉난방에너지의 시장에서 약 1% 정도를 점유하고 있다.

미국의 이러한 활발한 보급은 EPA와 DOE 등이 주축이 되고 지열원 열펌프 제조업자가 참여한 지열원 열펌프 컨소시엄(GHPC; Geothermal Heat Pump Consortium)의 노력과 IGSHPA, ASHRAE와 같은 기관에 의해 수행된 지속적인 기술개발지원에 기인한다고 할 수 있다.

캐나다는 British Columbia주를 중심으로 보급이 활발하게 이루어지고 있다. 몬트리올 엑스포에 사용하였던 건물을 보수하여 박물관으로 활용하는 등 최근 미국에 못지않게 활발히 보급되고 있다. 특히, 몬트리올 엑스포의 운전 결과를 분석한 결과 기존의 시설에 비해 약 21%의 에너지 절감 효과를 나타내는 것을 공식적으로 확인하고, 아이스링크 등에 대대적으로 보급하는 방안을 추진하고 있다.

한편, 일본에서는 온천과 발전을 중심으로 지열원을 이용하고 있다. 일본 정부는 지구 온난화를 억제하는 노력의 일환으로 지열원 열펌프 시스템을 적용하는 프로그램을 시작하였으며, 이 프로그램에 따라 고효율 지열원 열펌프를 병원, 도서관, 시청 등 공공시설 60여 곳에 시범적으로 적용하고 있다. 추진 부서인 일본 환경청은 냉방에 지열원 열펌프를 이용할 경우 40%의 에너지 절약을 예상하고 있다. 또한 경제산업 산하기관인 NEDO(New Energy

and Industrial Technology Development Organization)는 가정용 지열원 열펌프를 개발하여 약 40 곳에 보급하였다.

미국과 일본 이외에도 독일, 덴마크, 스위스, 오스트리아 그리고 북유럽의 스웨덴 및 노르웨이 등 일반적으로 난방, 급탕 및 항온·항습 등이 필요한 지역에서 상업용 건물과 일반 주택의 많은 부분에 지열원 시스템을 활용하고 있다. 특히 독일에서는 상업용 건물에 50~1,000 kW 급의 열펌프 시스템을 활용하고 있다. 독일, 스웨덴, 영국 등을 중심으로 활발하게 보급되고 있으며, 지열원 열펌프의 설치대수가 1998년 말을 기준으로 약 12만대에 이르고 있는 것으로 추정되고 있다. 각국의 시스템 보급현황은 <부표 104>와 같다.

<부표 104> 각 국의 지열원 열펌프 보급 현황 (2000년 기준)

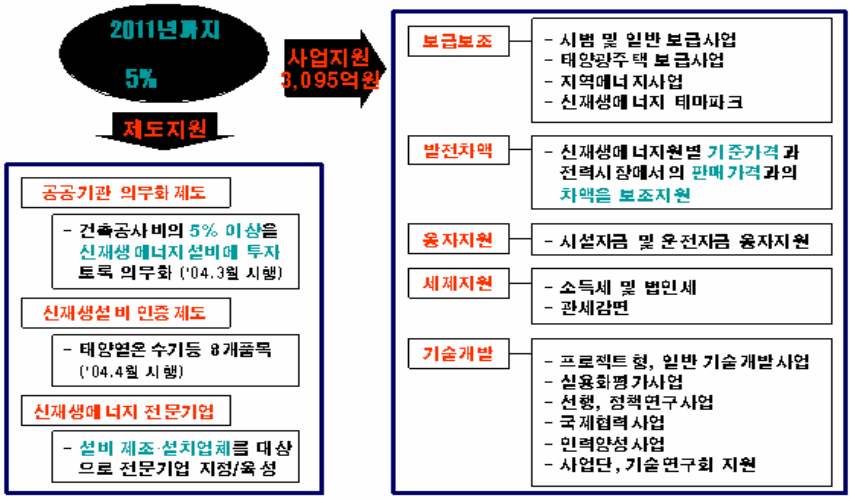
Country	Installed capacity (MWt)	Annual energy use		Actual number of installed units	Equivalent number of 12kw units
		TJ/yr	Gwh/yr		
Australia	24	57.6	16.0	2,000	2,000
Austria	228	1,094	303.9	19,000	19,000
Bulgaria	13.3	162	45.0	16	1,108
Canada	360	891	247.5	30,000	30,000
Czech Republic	8.0	38.2	10.6	390	663
Denmark	3	20.8	5.8	250	250
Finland	80.5	484	134.5	10,000	6,708
France	48	255	70.8	120	4,000
Germany	344	1,149	319.2	18,000	28,667
Greece	0.4	3.1	0.9	3	33
Hungary	3.8	20.2	5.6	317	317
Iceland	4	20	5.6	3	333
Italy	1.2	6.4	1.8	100	100
Japan	3.9	64	17.8	323	323
Lithuania	21	598.8	166.3	13	1,750
Netherlands	10.8	57.4	15.9	900	900
Norway	6	31.9	8.9	500	500
Russia	1.2	11.5	3.2	100	100
Poland	26.2	108.3	30.1	4,000	2,183
Serbia	6	40	11.1	500	500
Slovak Republic	1.4	12.1	3.4	8	117
Slovenia	2.6	46.8	13.0	63	217
Sweden	377	4,128	1,146.8	55,000	31,417
Switzerland	500	1,980	550.0	21,000	41,667
Turkey	0.5	4.0	1.1	23	43
UK	0.6	2.7	0.8	49	53
USA	4,800	12,000	3,333.6	350,000	400,000
Total	6,875.4	23,286.9	6,453.1	512,678	572,949

1.4. 정부의 신재생에너지 보급 정책동향

정부에서는 2011년 까지 우리나라에서 소비되는 에너지의 5%를 신재생에너지로 대체한다는 목표를 가지고 각종 정책을 추진하고 있다. 신재생에너지는 태양열, 지열, 폐기물에너지 등 11종류로 되어 있으며, 현재까지 보급된 총 신재생에너지 중에서 약 95%를 폐기물에너지가 차지하고 있다.

정부에서는 5%의 목표를 달성하기 위하여 '04년부터 신축하는 공공기관의 건물에 대하여 건축비의 5%이상을 신재생에너지를 이용하는 설비에 투입하도록 하였고, '04년 3월부터 는 관련제품의 품질을 향상시키고 소비자들로 부터 신뢰성을 확보하기 위해 8개의 신재생설비에 대해서 인증제도를 도입하였으며, '05년부터는 전문업체를 육성하기 위해 신재생전문기업 제도를 도입할 계획으로 있다. 한편, 이러한 제도적인 마련과 함께 신재생에너지의 보급의 최대현안인 초기투자비 부담을 덜어주기 위해 각종 보조 및 융자제도를 도입하고 세제를 지원하는 방안을 마련하였으며, 외국에 대한 기술의존도를 줄이기 위해 기술개발을 지원하였다. '05년에는 총 3,095억 원을 투입하였고, '06년에는 약 4,000억 원 이상을 투입할 계획으로 있다.

신재생에너지 보급의 활성화를 위해 정부 차원에서 실시하였거나, 계획중인 각종 지원제도를 [부록그림 45]에 나타내었다.



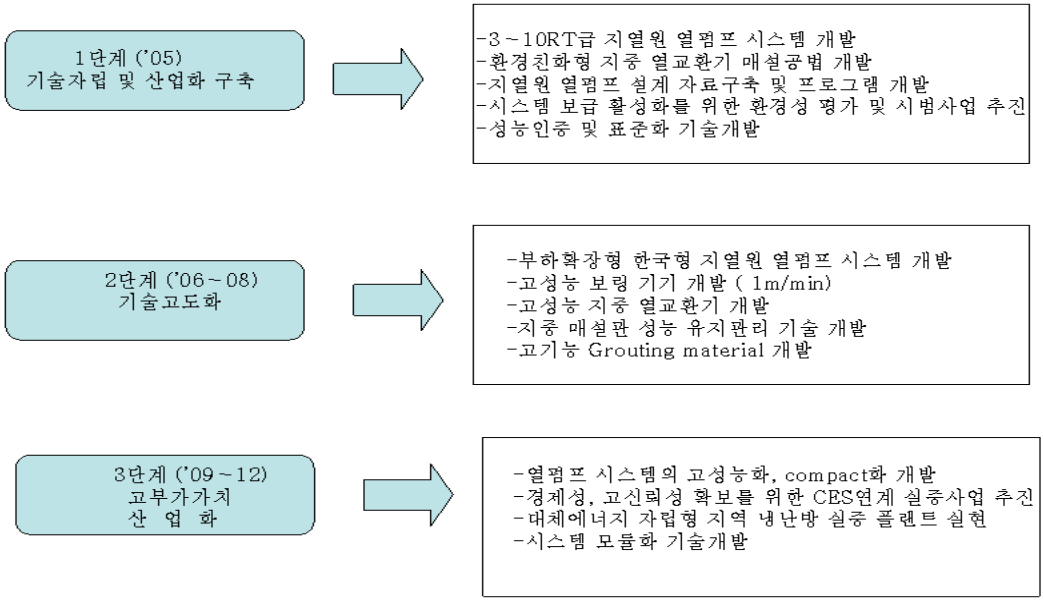
[부록그림 45] 신재생에너지 보급 및 지원체계

한편, 지열분야에서는 주거용 3-10RT급, 일반건물용 10-50RT급의 열펌프 유니트유니트 개발을 비롯해 시스템의 최대 단점인 초기공사비 절감을 위한 시스템저가화기술개발 등을 목표로 각종 기술개발사업을 단계별로 추진하고 있다. 정부에서 목표로 하고 있는 지열원 열펌프의 기술개발목표 및 단계별 추진계획은 <부표 105> 및 [부록그림 46]과 같다.

<부표 105> 지열원열펌프시스템 기술개발목표

개발목표

◈ 보급형 지열 냉난방 시스템 개발로 국제 경쟁력 확보
  ○ 주거용 3~10RT, 건물 및 산업용 10~50RT급 열펌프 개발
◈ 시스템 저가화 개발 (RT당) : 5백만원 → 4백만원 (‘06) → 3백만원 (‘12)
◈ 저가형 지중열교환기 시공 기술 개발 :
  ○ 40,000원/m (현재) → 30,000원/m (’06)



[부록그림 46] 지열원열펌프시스템 단계별 기술개발추진체계

1.5. 시장규모 전망(국내외)

1.5.1. 국내

정부에서는 '11년까지 신재생에너지 보급목표의 6.5%인 161TOE를 지열로 충당하도록 계획하고 있으며, 보급대수로는 주택용 5만대 등 총 62,000대를 목표로 하고 있다.

국내에서는 아직까지 대부분 정부의 보조사업 성격으로 설치된 것이 대부분으로 민간부문에서 자발적으로 설치된 것은 극히 미미한 것으로 알려져 있다. 향후에도 초기투자비의 문제로 민간부문에서 설치되는 것은 매우 제한적일 것으로 예상되나 공공부문에서는 매우 활성화 될 것으로 전망된다. 즉, '04년에 발효된 공공기관의 대체에너지 이용 의무화제도의 시행과 함께 신행정수도 건설, 공공기관의 지방이전, 혁신도시개발 등 대규모의 건축공사들이 계획되어 있어 급격한 보급은 쉽게 예상할 수 있다. '05년에 발주된 공공건축물은 약 8,000억 원으로 추산되고 있다. 이의 5%중 50%가 지열원 열펌프시스템을 선택한 것으로 가정할 경우 약 200억 원의 시장이 형성된 것으로 계산할 수 있다.

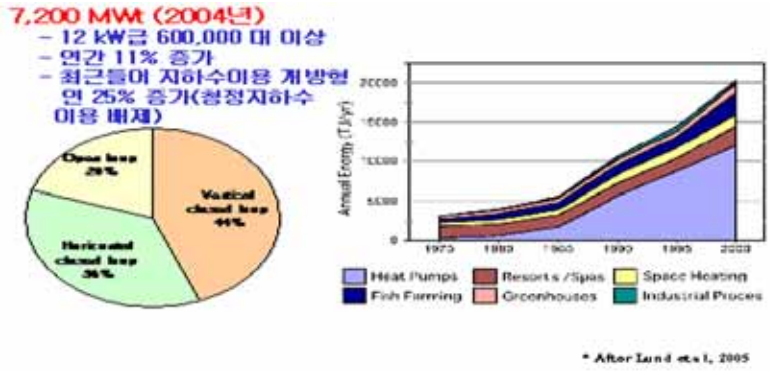
우리나라의 신재생에너지 보급 등 에너지관련 업무를 총괄하고 있는 에너지관리공단을 통한 신재생에너지 시범 및 보조 보급사업은 지속적으로 증가할 것으로 예상된다. 금년에는 약 60억 원 정도가 지열부문의 시범보급 사업으로 지원되었으나 '06년에는 100억 원 이상이 지원될 것으로 예측된다. 참고로 '06년의 신재생에너지 분야에 배정된 예산은 약 3,000억 원 정도로 금년의 약 3배에 달하는 것으로 알려져 있다.

이러한 점을 감안할 때 '06년에는 정부, 지자체, 공기업 등을 포함할 경우 공공부문에서 약 400억원 규모의 시장이 형성될 것으로 예상되며, 정부에서 정책적으로 추진하는 각종 대규모 사업들을 감안하면 향후 매년 20%이상 신장할 수 있을 것으로 예상된다.

1.5.2. 국외

외국의 시장은 미국을 중심으로 계속 확장될 것으로 예상된다. 특히, 최근 석유가격의 급등으로 신재생에너지의 중요성이 높아지고, 특히 냉난방 에너지절약적인 열원으로서 지열의 잠재력이 입증되면서 시장은 높은 신장세를 보일 것으로 예상된다.

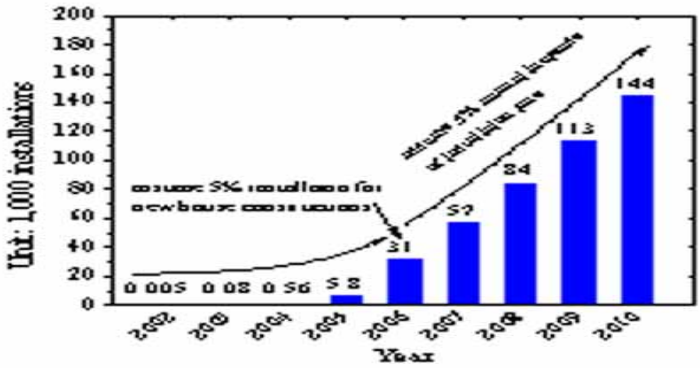
미국의 경우 지금까지 세계시장을 주도해온 경험을 바탕으로 매년 11%이상의 시장이 신장할 것으로 예측하고 있다.



[부록그림 47] 미국의 지열원열펌프 보급 추이

중국은 미국, 유럽의 전문 지열업체들이 직간접적인 투자를 통해 가장 높은 신장율을 보이고 있는 것으로 알려지고 있다. 특히, 올림픽 특수에 따른 신축건물의 급증, 대기환경 개선 요구 증대 등으로 '04년에는 지열원 열펌프 시장이 $1억 이상으로 알려져 있으며, '06년에는 $2억 이상으로 예상하고 있다.

일본은 그동안 지열원 열펌프의 보급이 높지 않았다. 그러나 최근 일본의 여러 가지 환경이 적합한 것으로 알려지면서 NEDO를 중심으로 활발하게 보급을 추진하고 있다. 05년의 약 5,800대에서 '1년에는 144천대를 보급할 것을 목표로 하고 있다. 다음 그림은 미국과 일본의 보급현황이다.



[부록그림 48] 일본의 보급추이 및 전망

2. RETScreen에 의한 지열원열펌프시스템 분석

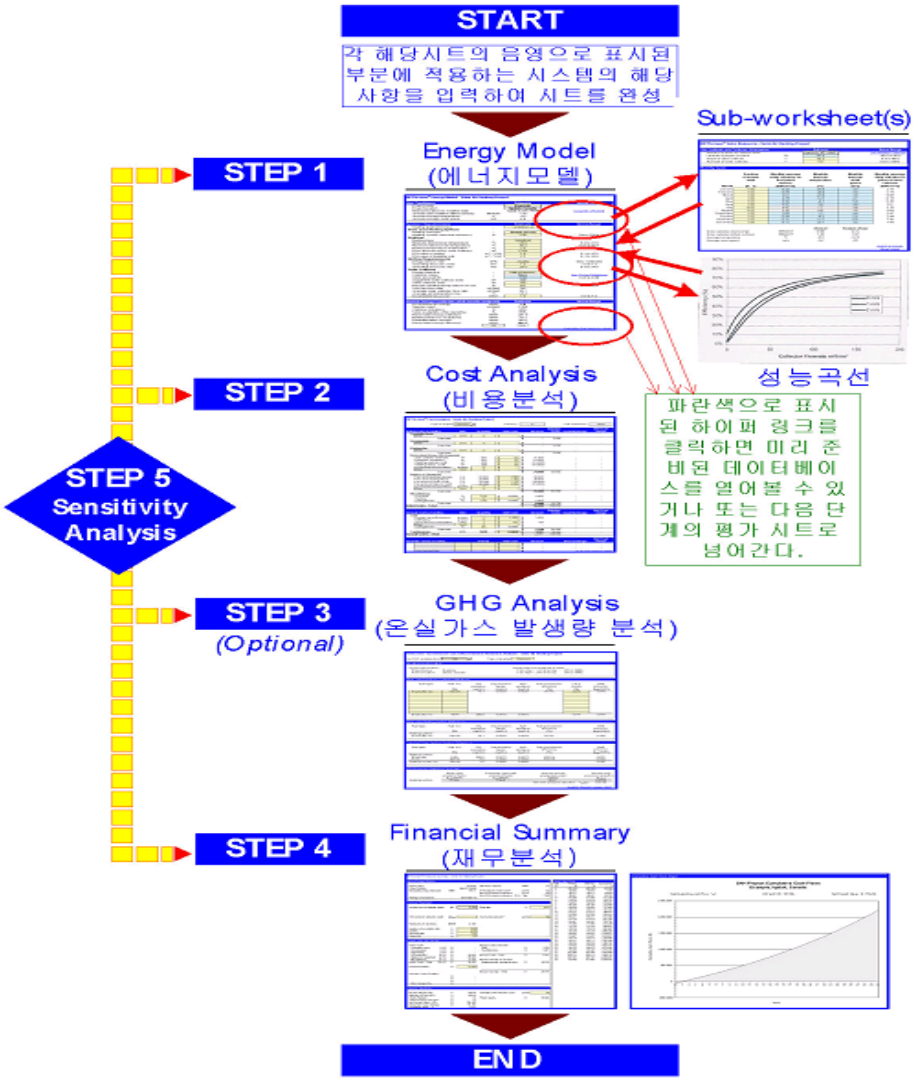
2.1. RETScreen 개요 및 특징

RETScreen International은 신재생에너지를 열원으로 이용하는 각종 시스템에 대한 신재생에너지 이용과 관련된 각종정보를 제공하기 위해 캐나다 Natural Resources Canada(NRCan)의 CANMET Energy Diversification Research Laboratory(CEDRL)에서 개발 보급하고 있는 개방된 프로그램으로 현재 약 73,000여명이 이용하고 있다. 이 프로그램은 건물에 적용될 에너지원별 시스템에 대한 에너지 생산량 분석, 비용분석, 온실가스 저감량 분석, 비용분석을 할 수 있도록 표준화된 통합분석 프로그램으로서 다양한 모듈로 구성되어 있다. 각 모듈 프로그램들은 마이크로 소프트사의 엑셀 스프레트쉬트를 기반으로 개발되어 여러 장의 워크쉬트로 구성이 되어 있다. 이 워크쉬트들은 에너지원 및 시스템별로 표준화된 형식을 가지고 있으며 동일한 계산알고리즘으로 되어 있다. 또한 이들 소프트웨어들과 함께 계산에 필요한 제품사양, 기상자료, 가격 등에 관한 DB자료와 온라인 매뉴얼, 관련 웹 사이트, 사례분석과 교육과정을 포함하고 있으며, 세계 여러 나라들에서는 공개되어있는 이 프로그램을 신재생에너지의 보급을 위해 적극적으로 이용하고 있다. 국내에서도 에너지관리공단에서 신재생에너지의 보급을 활성화시키기 위하여 설계자, 이용자 등에게 평가도구로서 제공하고 있는데 이를 전문인용하여 그 사용법을 소개하고자 한다.

1) 모델의 구성

RETScreen은 Energy Model, Cost Model, GHG Analysis 및 Financial Summary로 구성된 주프로그램과 이들 프로그램에서 필요로 하는 입력자료를 계산하기 위한 서브프로그램으로 구성되어 있다.

사용자는 계산을 위해 작성된 워크쉬트의 셀에 필요한 자료를 입력을 하게 된다. 워크쉬트상에서 이동을 위해서는 각 화면 아래에 있는 탭을 클릭하거나 워크쉬트상의 푸른색 언더라인을 클릭하면 된다. RETScreen의 모델의 구성은 [부록그림 49]와 같다.



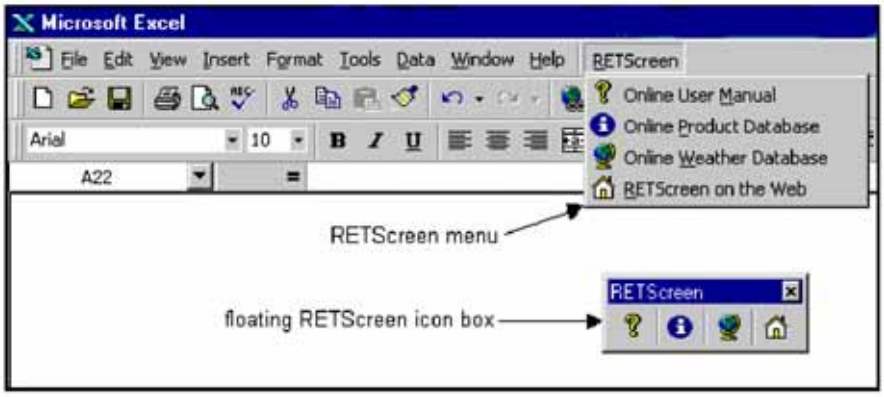
[부록그림 49] 신재생에너지 성능평가 모듈 분석 과정

2) 온라인 메뉴얼, 제품과 기상DB 접속법

RETScreen의 온라인 메뉴얼과 제품/기상DB는 [부록그림 50]에 나타난 RETScreen의 옵션에 있는 메뉴바를 이용하여 접속할 수 있다. RETScreen의 메뉴바의 아래에 나타난 아이콘은 RETScreen의 아이콘박스에도 나타난다. 따라서 아이콘 박스의 아이콘을 클릭하면 온라인메뉴얼, 제품DB, 기상DB에 접속할 수 있다. 예를 들어 온라인 메뉴얼에 접속하기 위해

서는 “?” 아이콘을 클릭하면 된다.

RETScreen 온라인 메뉴얼 혹은 도움말 기능은 “cursor location sensitive“ 기능을 포함하고 있어서 커서가 위치한 셀에 관련된 도움말 정보를 보여준다.



[부록그림 50] RETScreen의 메뉴박스와 아이콘 박스

3) Cell Colour Coding

사용자는 색으로 표현된 워크쉬트의 셀에 값 혹은 내용을 입력하게 된다. 입력을 필요로 하지 않는 셀의 경우에는 사용자의 실수로 인한 삭제를 미연에 방지하기 위한 보호기능이 있다. RETScreen에서 사용되는 입력과 출력에 관련된 셀의 색상이 가지는 의미는 다음의 <부표 106>과 같다.

<부표 106> 입력/출력 셀의 내용

	Model output	-모델계산에 의한 결과값
	User input	-모델계산에 필요한 입력값
	User input	-모델계산에 필요한 입력값이며 온라인 데이터 베이스사용
	User input	-모델계산에 필요없는 값이며, 내용의 구분을 위해 필요

4) 단위, 심볼과 접두어

RETScreen모델에서는 아래의 표와 같은 단위, 심볼과 접두어를 사용한다.

<부표 107> RETScreen에 사용되는 단위, 심볼과 접두어

Name of unit	Symbol for unit	Name of unit	Symbol for unit
ampere	A	megawatt	MW
day	d	metre	m
degree Celsius	℃	pascal	Pa
dollar	$	percentage	%
hectare	ha	person day	p-d
hertz	Hz	person year	p-y
hour	h	second	s
joule	J	tonne	t
kilogram	kg	volt	V
kilometer	km	watt	W
kilowatt	kW	week	wk
liter	L	year	yr

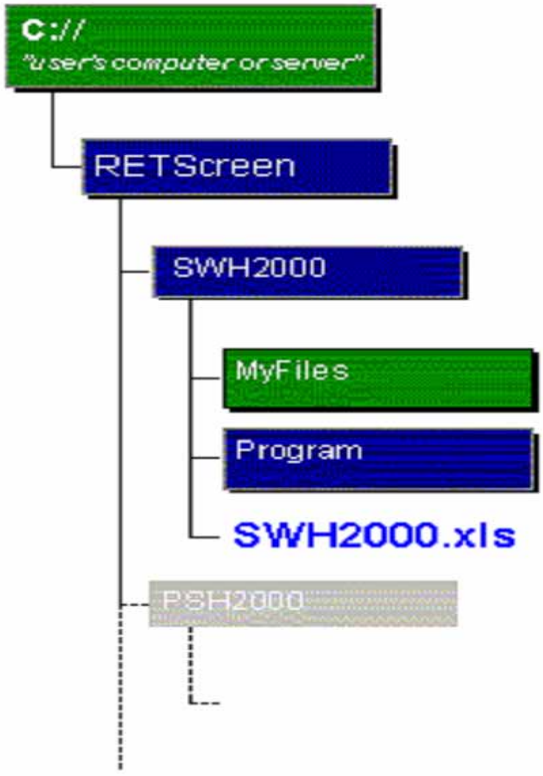
Name of Prefix	Symbol for Prefix
Kilo	k
mega	M
giga	G

5) 저장

RETScreen의 작업내용을 저장하기 위해서는 일반적인 엑셀의 저장과정에 따른다. 주의할 점은 각 RETScreen에서 원래 제공된 이름으로 저장하면 안 된다. 이것은 사용자가 “master“ 파일을 덮어씌워 발생하는 프로그램의 손상을 방지하기 위한 것이다. 따라서 사용자는 “File, Save As“ 기능을 사용하여 하드디스크, 디스켓, CD 등에 파일을 저장 할 수 있다. 그러나 파일의 저장위치는 RETScreen프로그램이 인스톨 될 때 생성된 ”MyFiles“라는 폴더에 저장하기를 권한다.

프로그램의 디렉토리는 [부록그림 51]과 같은 구조를 가지고 있으며, 추가정보는 웹사이트(http://www.retscreen.net)에 접속하여 파악할 수 있다. 사용자는 디렉토리명이나 RETScreen 인스톨시 생성된 파일의 이름을 수정해서는 안 되며, 주파일과 디렉토리 아래에 있는 파일을 다른 곳으로 옮겨서도 안 된다. 만약 수정하거나 옮기게 되면, 사용자는

RETScreen의 온라인 매뉴얼, 혹은 기상/제품 DB를 사용할 수 없게 된다.



[부록그림 51] RETScreen 디렉토리구조

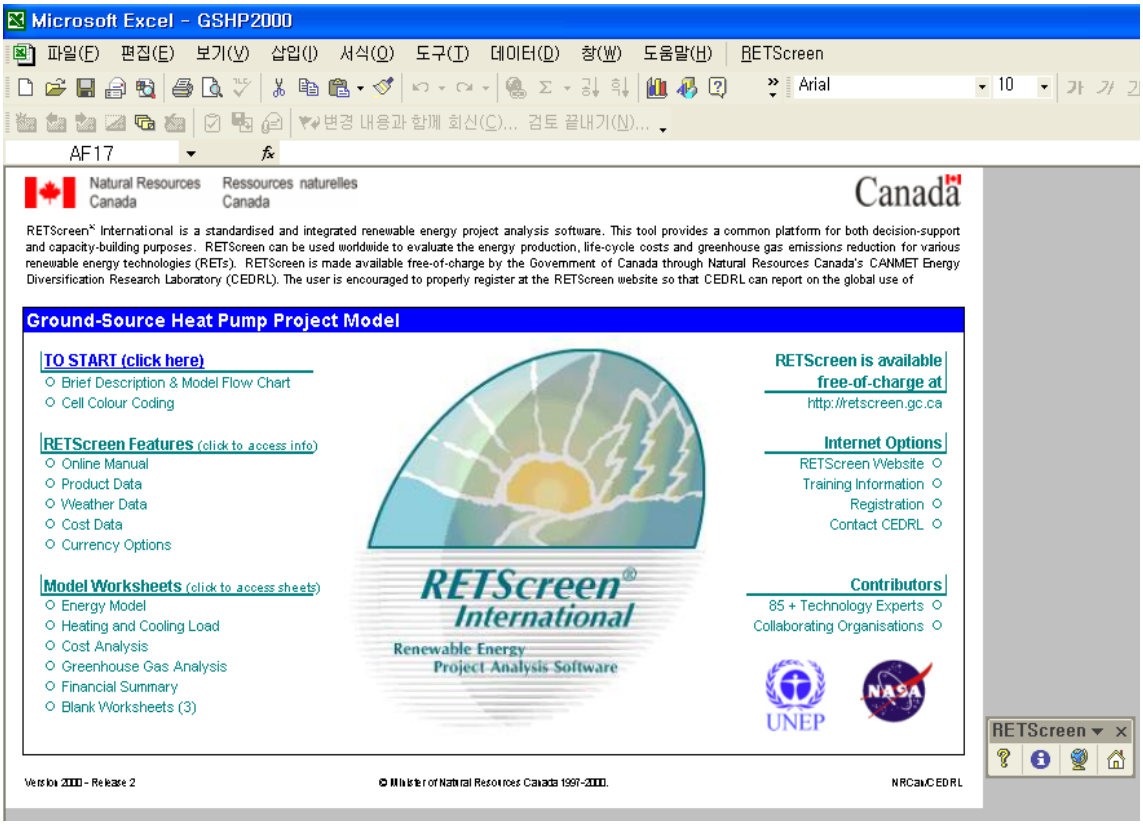
6) 인쇄

RETScreen의 작업을 인쇄하기 위해서는 저장과 마찬가지로 일반적인 엑셀프로그램의 인쇄 과정을 따르면 된다. 작업결과는 "letter size"의 600dpi의 프린터에 최적화 되어 있다. 만약 다른 해상도의 프린터를 사용하는 경우 사용자는 "File, Page Setup, Page and Print Quality"에서 프린터에 적당한 해상도를 설정해야 한다. 그렇지 않으면 출력물의 해상도에 문제가 발생할 수도 있다.

2.2. RETScreen의 활용

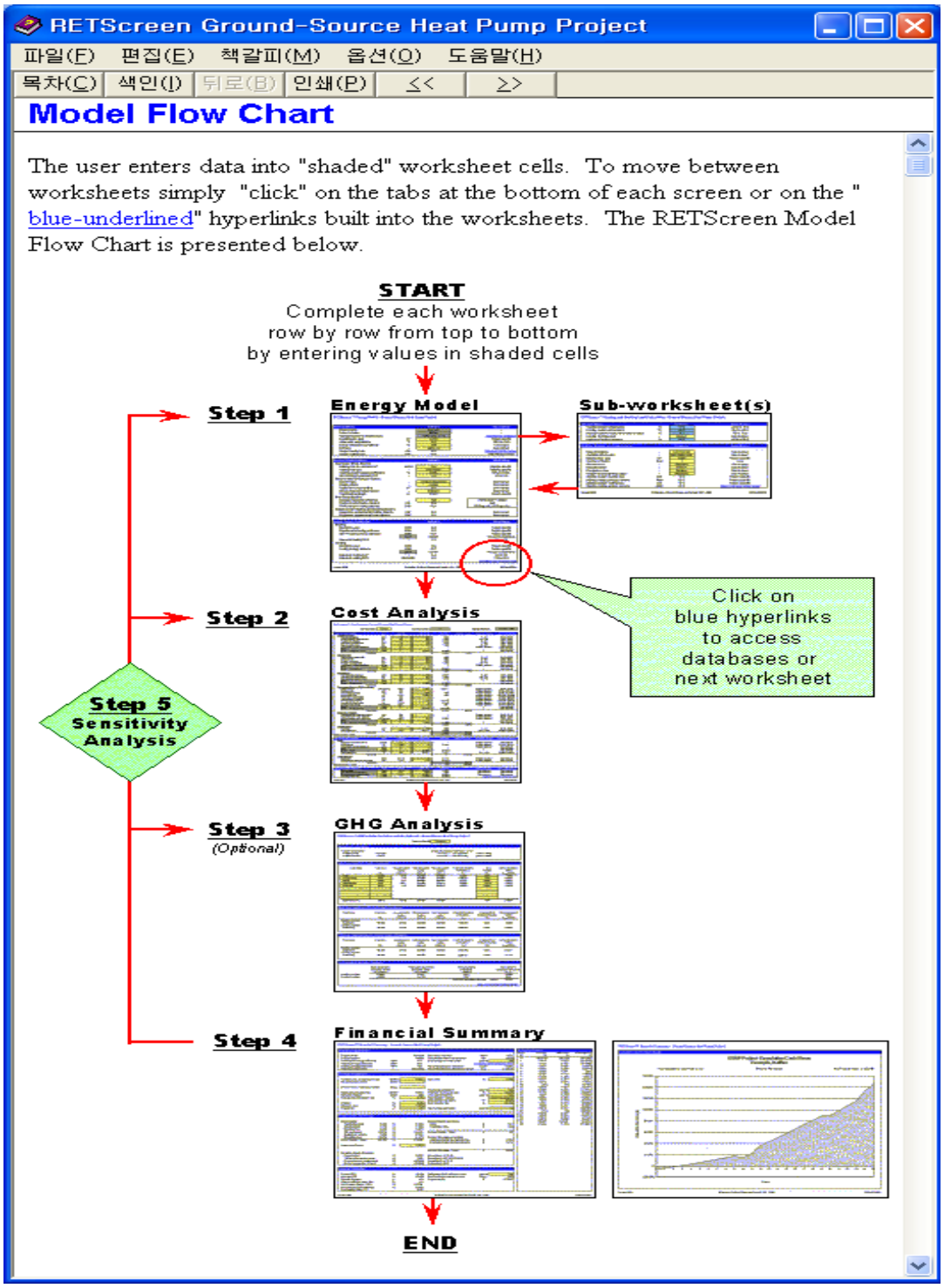
2.2.1. 초기화면

RETScreen의 웹사이트에 연결하면 다음과 같은 화면이 나타난다.

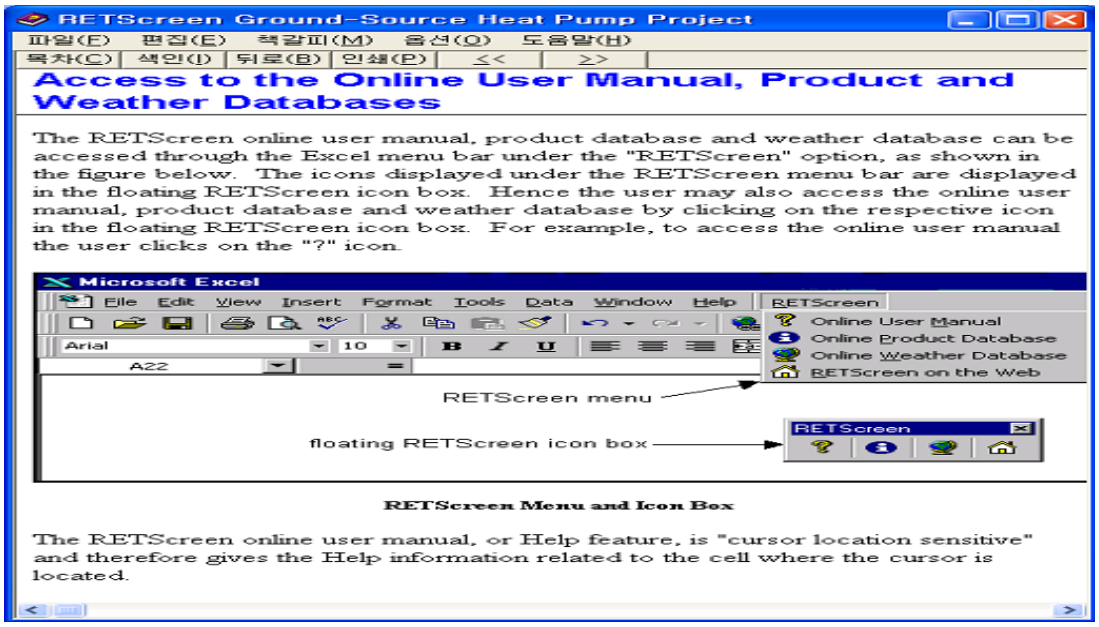


[부록그림 52] RETScreen 초기화면

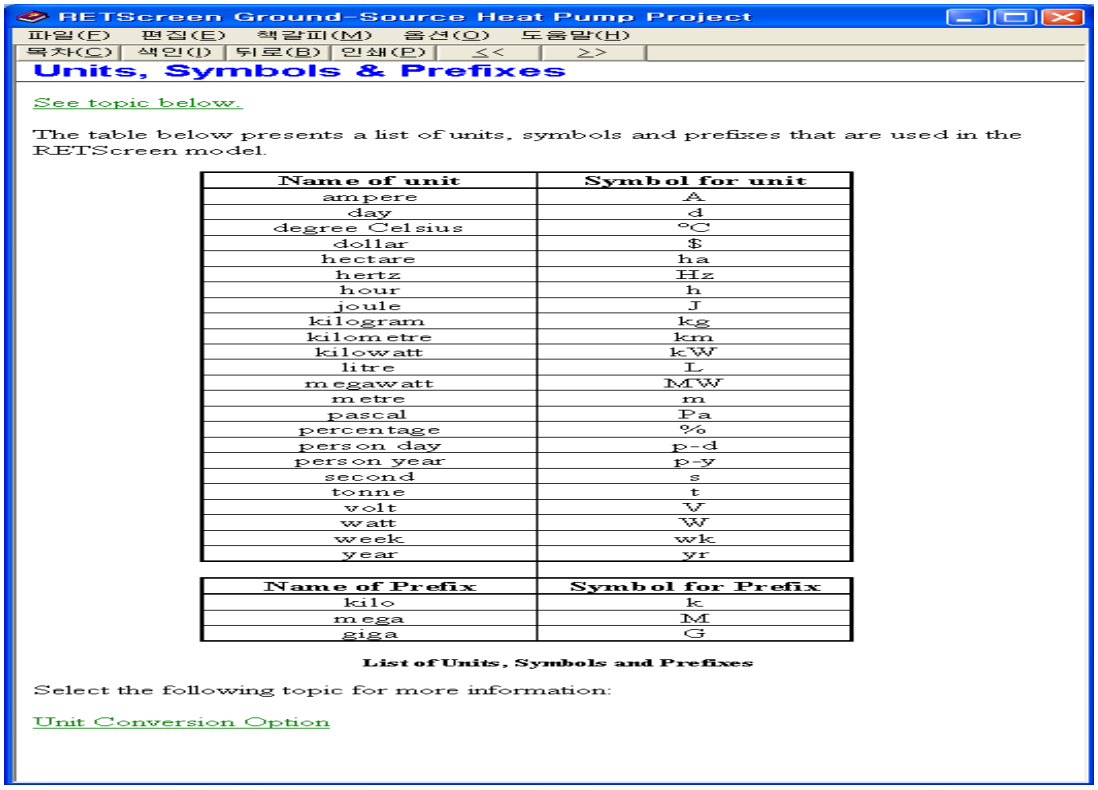
화면에서 첫 번째의 "TO START(click here)" 메뉴 중 "Brief Description and Model Flow Chart"를 선택하면 앞에서 설명한 사항들을 차례로 확인할 수 있다.



[부록그림 53] RETScreen Model Flow Chart



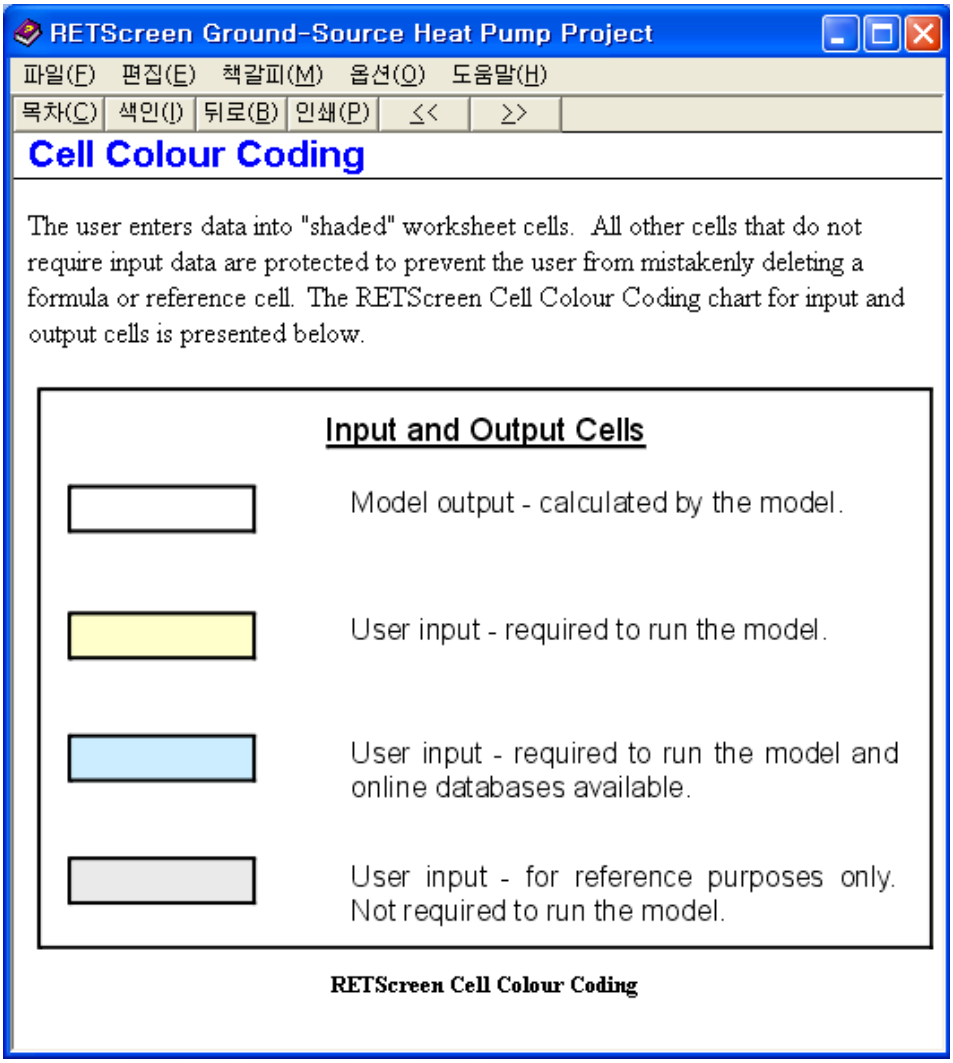
[부록그림 54] RETScreen Online User Manual



Name of unit	Symbol for unit
ampere	A
day	d
degree Celsius	°C
dollar	$
hectare	ha
hertz	Hz
hour	h
joule	J
kilogram	kg
kilometre	km
kilowatt	kW
litre	L
megawatt	MW
metre	m
pascal	Pa
percentage	%
person day	p-d
person year	p-y
second	s
tonne	t
volt	V
watt	W
week	wk
year	yr

Name of Prefix	Symbol for Prefix
kilo	k
mega	M
giga	G

[부록그림 55] RETScreen Unit, Symbols & Prefixes



[부록그림 56] RETScreen Cell Colour Coding

2.2.2. Energy Model

Energy model과 Heating and Cooling Load Calculation 워크쉬트는 프로젝트의 대지정보와 시스템 특성을 바탕으로 하여 GSHP시스템의 연간 에너지 생산량을 계산하는 데 사용된다. 결과 값의 단위는 MWh(megawatt-hour) 이다.

Energy Model의 경우는 다음의 [부록그림 57]과 같이 (1) Site Conditions, (2) System Characteristics, (3) Annual Energy Production으로 구성되어 있다.

RETScreen® Energy Model - Ground-Source Heat Pump Project

Site Conditions		Estimate	Notes/Range
Project name		Example	
Project location		Halifax, Canada	
Available land area	m²	2,000	
Soil type	-	Light rock	
Design heating load	kW	30.3	Complete H&CLC sheet
Design cooling load	kW	57.5	

System Characteristics		Estimate	Notes/Range
Base Case HVAC System			
Building has air-conditioning?	yes/no	Yes	
Heating fuel type	-	Electricity	
Heating system seasonal efficiency	%	100%	50% to 350%
Air-conditioner seasonal COP	-	3.0	2.0 to 5.0
Ground Heat Exchanger System			
System type	-	Vertical closed-loop	
Design criteria	-	Cooling	
Typical land area required	m²	233	
Ground heat exchanger layout	-	Standard	
Total borehole length	m	836.9	
Heat Pump System			
Average heat pump efficiency	-	High	
Standard cooling COP	-	5.50	
Standard heating COP	-	4.00	
Total standard heating capacity	kW	38.4	
	ton (cooling)	10.9	
Total standard cooling capacity	kW	55.6	
	ton (cooling)	15.8	
Supplemental Heating and Heat Rejection System			
Suggested supplemental heating capacity	kW	0.0	
	ton (cooling)	0	
Suggested supplemental heat rejection	kW	0.0	
	ton (cooling)	0	

Annual Energy Production		Estimate	Notes/Range
Heating			
Electricity used	MWh	22.0	
Supplemental energy delivered	MWh	0.0	
GSHP heating energy delivered	MWh	**69.7**	
	million Btu	237.9	
Seasonal heating COP	-	3.2	2.0 to 5.0
Cooling			
Electricity used	MWh	13.2	
GSHP cooling energy delivered	MWh	**70.7**	
	million Btu	241.3	
Seasonal cooling COP	-	5.4	2.0 to 5.5
Seasonal cooling EER	(Btu/h)/W	18.3	7.0 to 19.0
			Complete Cost Analysis sheet

Version 2000 - Release 3 © Minister of Natural Resources Canada 1997 - 2000 NRCan/CEDRL

[부록그림 57] RETScreen Cell Colour Coding

가. Site Conditions

GSHP(Ground Source Heat Pump)시스템의 연간 에너지 절감량을 산정하기 위한 Site Conditions는 다음의 세부 정보로 구성되어 있다.

(1) Project name

참고를 목적으로 사용자가 입력하는 프로젝트 이름이다. 계산에는 영향을 미치지 않는다.

(2) Project location

Project name의 경우는 사용자가 참고를 목적으로 정한 위치이다.

(3) Available land area

제안된 대지의 가용 대지면적(㎡)을 입력하게 된다. 이 대지면적은 모델에서 계산된 "Typical land area required"와 비교된다. 만약 선택된 시스템이 가용 대지면적에 맞지 않다면 모델에 경고 메시지가 나타나게 된다. 그러면 사용자는 시스템의 디자인을 조정해야 한다(수직형 혹은 수평형 열교환기, 배치 등).

(4) Soil type

제안된 대지에서 발견된 흙의 종류를 선택한다. 흙의 종류는 GHX의 크기에 큰 영향을 미친다. 예를 들어 무겁고 습기가 있는 흙 보다 가볍고 건조한 흙의 경우 훨씬 넓은 전열면적을 확보하기 위한 GHX와 공간을 필요로 한다. 이것은 낮은 열전달 특성과 가볍고 건조한 흙의 낮은 밀도에 기인한다.

<부표 108>은 GSHP 모델에서 고려하는 8가지의 토양의 종류의 특성을 나타낸다. [ASHRAE,1995]

<부표 108> GSHP 모델에서 정의된 토양의 종류

Soil Type	Conductivity W/m℃	Diffusivity ㎡/s	Density kg/㎥	Heat Capacity kJ/(Kg℃)
Light Soil Damp (Loose sand, silt)	0.9	5.16e-7	1,600	1.05
Light Soil Dry (Loose sand, silt)	0.3	2.84e-7	1,400	0.84
Heavy Soil Damp (Clay, compacted sand, loam)	1.3	6.45e-7	2,100	0.96
Heavy Soil Dry (Clay, compacted sand, loam)	0.9	5.16e-7	2,000	0.84
Light Rock (Limestone)	2.4	1.03e-6	2,800	0.84
Heavy Rock (Granite)	3.5	1.29e-6	3,200	0.84
Permafrost Light	1.4	1.10e-6	1,580	0.76
Permafrost Dense	2.0	1.37e-6	2,070	0.69

(5) Design heating load

건물의 설계 난방부하(kW)는 *Heating and Cooling Load Calculation* 워크쉬트에서 계산되어 *Energy Model* 워크쉬트에 자동으로 복사된다.

이 시점에서, 사용자는 *Heating and Cooling Load Calculation* 워크쉬트를 완성해야 한다.

(6) Design cooling load

건물의 설계 냉방부하(kW)는 *Heating and Cooling Load Calculation* 워크쉬트에서 계산되어, *Energy Model* 워크쉬트에 자동으로 복사된다.

나. System Characteristics

GSHP시스템의 연간 에너지 생산량 산정과 기존시스템과의 비교를 위한 시스템의 특징을 입력하게 입력된다. 시스템의 특징은 (1) Base Case HVAC System, (2) Ground Heat Exchanger System, (3) Heat Pump System 과 (4) Supplemental Heating and Heat Rejection System의 4부분으로 나누어져 있다.

(1) Base Case HVAC System

GSHP 시스템에 의하여 교체되어질 기존 시스템 계절별 성능을 설정한다.

(가) Building has air-conditioning

건물에서 에어컨디셔닝시스템 사용여부를 설정하게 된다. 이 박스에서 선택은 냉방부하의 변화에 의해 야기되는 에너지 절약과 손실정도를 포함, 혹은 배제 할 계산 알고리즘을 바꾸게 된다. 건물에 에어컨디셔닝 장비가 없다면 냉방부하의 감소는 계산되지 않을 것이고, 따라서 절감액은 나타나지 않을 것이다. 에어-컨디셔닝 장비가 있다면 여름철 냉방부하

에 관련된 GSHP시스템의 효과를 고려할 것이다.

이 필드의 선택의 변화가 곳곳에서 워크쉬트의 표시에 영향을 미친다. 에어컨디셔닝 시스템이 사용되면 추가의 정보가 필요하기 때문에 특정한 입력 필드가 나타난다. “no air-conditioning“을 선택하면 추가입의 입력 필드는 없어진다.

(나) Heating fuel type

건물난방에 사용되는 연료의 종류가 선택된다. 일반적인 연료들은 리스트에서 제공된다. 선택은 기존의 냉방시스템의 필요할 최대 전기부를 예측하는 데 사용되고, 참고용으로도 사용된다. “Other“가 선택되면, 연료의 종류가 기본 경우의 전기수용의 영향을 미치지 않는다고 가정한다.

<부표 109> Fuel Heating Content

Heating Energy Avoided	Heat of Combustion Coefficient
Natural gas	37.2 MJ/㎥ (10.33kWh/㎥)
Propane	26.6 MJ/ℓ (7.39KWh/ℓ)
Diesel(# 2oil)	38.7 MJ/ℓ (10.74KWh/ℓ)
#6 oil	40.5 MJ/ℓ (11.25KWh/ℓ)
Electricity	1.0 kWh/kWh
Other	1.0

(다) Heating system seasonal efficiency

연간 시스템의 효율(%)이 입력된다(순간이나 최고 효율이 아니라). 덕트가 건물외부에 있기 때문에 열손실뿐만 아니라, 순환가 부분부하성능의 효과를 포함해야 한다. 이 값은 기본 건물의 난방부하를 감당할 에너지/연료량의 예측하는 데 사용된다.

일반적인 난방시스템의 효율은 아래의 <부표 110>에 정리되어 있다. 덕트가 단열된 외피 밖에 설치된 경우에는 이 값의 10%를 감소시켜야 한다.

<부표 110> 난방시스템의 일반적인 효율

Heating System Type	Typical Annual Heating System Efficiency(%)
Standard boilers/furnaces(with pilot light)	60 ~ 70
Mid-efficiency boiler/furnaces(spark ignition)	70 ~ 80
High-efficiency of condensing boilers/furnaces	80 ~ 90
Electric resistance	100
Air-source heat pump	130~200
Ground-source heat pump	300~350

(라) Air-conditioner seasonal COP

계절별 COP(Coefficient Of Performance)는 열펌프 시스템의 성능을 나타내는 것으로 기기에서 공급하는 냉방에너지를 기기운전을 위한 공급 에너지로 나눈 값이다. 이 값은 총 전기에너지 요구량과 기본 HVAC 시스템에 대한 건물의 냉방요구를 만족하는 피크부하를 예측하는 데 사용된다.

일반적인 COP값은 <부표 111>에 정리되어 있다. 덕트가 단열된 외피밖에 설치된 경우에는 이 값의 10%를 감소시켜야 한다.

<부표 111> 에어 컨디셔닝 시스템의 연중 COP

Cooling System Type	Typical Annual COP
Window air-conditioner	2.4
Standard DX(direct expansion)	3.0
air-conditioner and air-source heat pumps	3.0
High-efficiency air-conditioner	3.5
High-efficiency commercial chiller	5.0
Ground-source heat pump	4.4

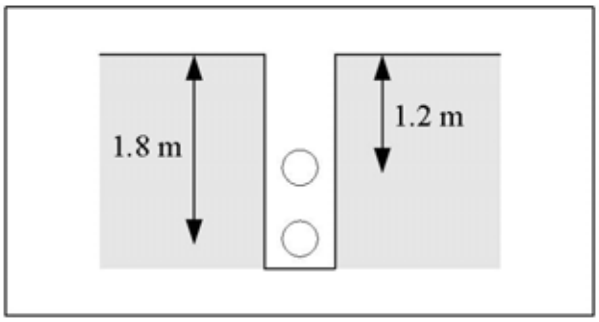
(2) Ground Heat Exchanger System

검증할 GSHP시스템의 종류를 설정하는 데 사용된다. 시스템의 특징에 대한 입력자료의 세부사항은 다음과 같다.

(가) System type

시스템의 종류를 “Vertical closed-loop“, “Horizontal closed-loop“, “Groundwater“에서 선택하게 된다. 수직 밀폐형 시스템은 구멍하나의 열교환기에 하나의 U-튜브를 기본으로 하고, 수평형 시스템의 경우에는 [부록그림 58]과 같이 두개의 파이프를 쌓은 배치를 기본으로 한다. 지하수를 이용한 주타입은 우물에서 공급과 배출시스템을 고려하는 것이다. 하지만 분리된 배출시스템의 부재를 보상하기 위하여 우물을 파는 비용을 보정하면 칼럼시스템의 검증도 가능하다.

“Horizontal closed-loop“시스템을 선택하면 대지면적은 많이 필요하나 수직형 시스템에 비하여 초기비용이 적은 장점이 있다. 지하수를 이용한 시스템은 일반적으로 가장 적은 대지면적을 필요로 하고 가장 높은 효율을 가져온다. 그러나 지하수의 이용 가능량, 지하오염 가능성에 따른 환경규제 및 사용가능기간의 불확실성으로 선택에 신중을 기하여야 한다.



[부록그림 58] 수평형 열교환기 구성

(나) Design criteria

“Heating“과 “Cooling“에서 디자인의 범주를 선택하게 된다. 이 선택은 지중열교환기의 크기, 필요 지하수유량, 히트펌프의 크기를 검증하는 데 사용된다.

이 선택은 히트펌프와 보조 냉난방기기는 물로, 열교환기의 크기에 영향을 미친다. 예를 들어 따뜻한 기후나 약간 추운 기후의 많은 건물들은 난방부하보다 냉방부하가 중요하다. 냉방부하를 완전히 만족시키기 위하여 열교환기를 선택하게 되면, 열교환기가 너무 커지기 때문에 GSHP시스템이 경제적으로 거의 불가능해진다. 이러한 경우에는 난방부하만을 만족

시킬 수 있도록 지중열교환기의 크기를 결정하고, 추가의 냉방부하에 대해서는 보조 열방출장치(예를 들어 쿨링타워)를 설치하는 것이 제안된다. 추운 지역에서는 이러한 상황이 바뀌어 냉방부하를 위하여 열교환기를 선택하는 것이 작은 지중열교환기를 선택하게 하며, 겨울철에는 추가의 난방이 필요하게 된다.

냉방 혹은 난방을 기본으로 하는 시스템의 선택은 각 프로젝트의 비용과 경제적 가능성에 밀접한 영향을 미치고 민감도 분석을 통한 초기 타당성 분석기간 동안 검증된다.

(다) Typical land area required

선택된 GSHP 시스템에 대하여 필요 대지면적(㎡)이 계산된다. 이 대지면적은 사용자가 입력한 가용대지면적과 비교된다. 가용면적이 필요대지면적보다 적다면, “Insufficient land area“라는 경고 메시지가 뜨게 된다. 이 경고 메시지가 뜨게 되면, GHX 시스템을 바꾸거나 유용한 대지면적에 맞게 배치를 바꾸어야 한다.

지하수를 이용한 시스템의 경우에 필요한 일반적인 대지면적은 하나의 우물에 대하여 최소한 반경 6m가 필요하다. 폐쇄형 수직시스템의 경우는 일반적으로 깊이 91m를 기준으로 하고 있으나 건물부하, 대지조건, 가용면적 등 주어진 여건에 따라 조정된다.

수평형 시스템의 경우에는 kW당 50~95㎡의 대지가 필요하고, 수직형 시스템의 경우에는 kW당 1.5~12㎡의 대지가 필요하다.

(라) Ground heat exchanger layout

“Standard“, “Compact“, “Very compact“에서 배치를 선택하게 된다. 수직형 시스템에서 구멍사이의 간격, 수평형 시스템에서 트렌치 사이의 간격을 결정하게 된다. <부표 112>는 각 배치에 해당되는 모델에 사용되는 일반적인 거리를 나타낸다.

<부표 112> 구멍과 트렌치 사이의 간격

Type of GHX Layout	Borehole Separation(m)	Trench Separation
Standard	6.1	3.7
Compact	3.7	2.4
Very compact	2.4	1.5

열교환기 구멍간의 이격거리가 짧으면 필요한 대지 면적이 감소하는 반면에, 열교환기의 길이가 증가한다. 더욱이 지중열교환기의 오랜 기간의 열적 불균형은 GHX시스템의 효율을 감소시킨다. 냉난방부하의 큰 차이가 있을 경우에는, 장기간 운전에 따른 영향을 철저히 고려하여 배치를 결정하여야 한다.

(마) Total borehole length

선택된 디자인에 따라서 건물의 냉난방부하를 만족할 수 있는 총 시추공의 길이가 계산된다. 이 시추공의 길이는 지중온도, 토질의 특성, 건물의 부하와 필요 에너지량과 같은 다양한 요인에 영향을 받는다. 이 값은 각 시추공에 대하여 깊이 91m를 기준으로 일반적으로 필요한 면적을 확보하는데 사용된다. 일반적으로 kW당 시추공의 깊이는 10~25m로 알려져 있다.

(바) Total loop length

선택된 디자인에 따라서 건물의 냉난방을 만족할 수 있는 총 루프의 길이가 계산된다. 이 루프의 길이는 지중온도, 토질의 특성, 건물의 부하와 에너지소비, 트렌치의 길이와 같은 다양한 요소에 영향을 받는다. 이 값은 지중에 매설되어야 할 파이프의 대략의 길이를 나타낸다. “Stack two-pipe“ 시스템의 경우 루프의 총길이는 kW당 40~65m의 값을 가진다.

(사) Total trench length

수평형 시스템의 경우 two-pipe 시스템을 고려하기 때문에 이 값은 총 루프 길이(the total loop length)값의 절반 값을 가진다. 이 값은 분리 값과 함께 일반적으로 필요한 대지 면적을 획득하는 데 사용된다.

“Stack two-pipe“ 시스템에 사용되는 총 루프에 대한 이 값은 kW당 20~33m 사이의 값을 가진다.

(아) Pumping depth

펌프로 퍼내어야 할 물의 깊이이다. 이 값은 필요 펌프용량을 계산하는 데 사용된다. 이

펌프 깊이는 우물의 drawdown이 더해진 우물의 정체수면까지의 거리를 말한다. 여기서 drawdown은 펌핑수면과 정체수면 사이의 수직적 차이를 말한다. 대기 압력과 파이프의 압력손실을 보정하기 위하여 약 15m의 수두를 추가한다.

일반적인 펌프깊이는 30~60m깊이를 기본으로 하여 지역에 따라 크게 달라진다. 과도한 펌프깊이는 펌프의 파워를 증가시키고, GSHP 시스템의 COP를 감소시켜 결과적으로 프로젝트의 비용에 영향을 미친다.

(자) Wellborn depth

대지에 있는 일반적인 우물에 대한 시추공 깊이를 입력해야 한다. 이 값은 우물을 파는데 드는 비용을 계산하는데 사용된다. 오픈루프시스템의 경우 50~250m의 범위를 가지나 standing column 우물의 경우에는 500m에 이르는 깊이를 가지기도 한다.

(차) Maximum well flowrate

열원인 우물을 계속해서 공급해야할 최대 유량(L/s)을 입력한다. 이 정보는 실험장에서 얻을 수 있지만 초기 예측은 때때로 경험이 많은 시추공에게서 얻거나, 대지에 대한 지질학자에게서 얻을 수 있다. 이 값은 건물의 냉난방 에너지 부하를 만족시킬 수 있는 우물의 개수를 결정하는 데 사용된다.

최대유량에 대하여 일반적으로 0.5~60L/s 사이의 값을 가진다.

(카) Required groundwater flow rate

건물의 냉난방부하를 만족시킬 수 있는 지하수의 총 유량(L/s)이다. 이 유량은 지하수의 온도와 건물의 루프 열교환기의 효율에 영향을 받는다. 필요 유량을 결정하기 위하여, 지하수 루프와 건물 루프사이의 열교환기에서 접근 온도를 2.8℃로 가정한다. “Required groundwater flow rate“는 일반적인 값은 0.05L/s/kW혹은 다소 작은 값을 가진다.

(타) Number of supply wells required

필요유량과 최대 유량을 기초로 산정하는 필요한 우물(supply wells)의 수이다. 환원우물(injection wells)수는 같은 수로 가정한다.

(3) Heat Pump System

GSHP 시스템에 사용되는 히트펌프의 평균 효율을 설정하는 데 사용된다.

(가) Average heat pump efficiency

히트펌프의 효율은 “Standard“, “Medium“, “High“와 “User-defined“에서 선택된다. 냉난방 COP값은 아래의 <부표 113>과 같이 정해진다.

<부표 113> 히트펌프의 COP 및 표준 실험 조건

Efficiency Level	Heating COP EWT1 = 10 (GWHP) EWT = 0 (GCHP) Tinterior = 21.0	Cooling COP EWT = 21(GWHP) EWT = 25(GWHP) Tinterior = 26.7
Standard	2.8	3.5
Medium	3.2	4.5
High	4.0	5.5

주: EWT : Entering Water Temperature - water going into the heat pump

Standard, medium과 high efficiencies는 정적상태의 COPs값이며, 계절별 값은 아니다. 이 값들은 CSA(Canadian Standards Association) Standard 446 조건 혹은 ARI(Air-conditioning and Refrigeration Institute)의 Standard 325, 330(현재는 ISO13256-1 및 ISO 13256-2 로 통합)을 기준으로 한다. 두 기관은 그들의 특정 조건하에 히트펌프를 인증하게 된다. <부표 113>은 표준 실험조건에 의한 세 가지 성능 수준에 해당하는 COP값을 나타낸다.

“User-defined“가 선택되면, 냉난방 COP값을 얻기 위한 온라인 제품정보에서 값을 얻을 수 있다. “Paste Data“ 버튼을 클릭하면 이 값들은 대화상자에서 스프레드시트로 복사된다.

GSHP 시스템은 작은 혹은 중간급 사이즈의 히트펌프들로 구성되기 때문에 COP값은 시스템에 있는 기계들의 가중치가 부여된 평균값을 나타낸다. 높은 효율의 기기를 선택하면 전기료는 줄어들지만 히트펌프의 초기비용은 늘어난다. 몇몇의 GHX의 경우에는 히트펌프의 절약된 모터의 에너지는 GHX의 난방모드에서 구성된 것이므로 고효율 히트펌프의 경우에 전기료 소모가 커질 수 있다. 그러나 고효율의 히트펌프를 사용한 냉방 GHX의 길이는 짧아진다.

(나) Heat pump manufacturer

히트펌프 제조사를 입력한다. 이 값은 단지 참조를 위한 값이며 보다 자세한 정보를 얻기 위해서는 RETScreen online product를 참조한다.

(다) Heat pump model

히트펌프의 모델명을 입력한다. 이 값은 단지 참조를 위한 값이며 보다 자세한 정보를 얻기 위해서는 RETScreen online product를 참조한다.

(라) Standard cooling COP

(가) “average heat pump efficiency”를 참조한다.

(마) Standard heating COP

(가) “average heat pump efficiency”를 참조한다.

(바) Total standard heating capacity

히트펌프의 총 난방부하 용량(kW) 값이다. 이 값은 건물의 냉난방부하에 대하여 계산되고, 표준조건과 실제 건물의 디자인 조건의 차이에 대하여 보정된 값이다. 난방부하는 건물의 블럭 부하에 대하여 계산된 것이다. 일반적인 분배형 히트펌프시스템에서는 각 존의 히트펌프의 실제 크기는 존의 피크부하에 의해 선택된다. 따라서 설치된 모든 히트펌프의 냉

난방 부하의 용량은 일반적으로 모델에 의하여 계산된 표준 냉방부하용량을 넘어서게 된다.

총 난방부하의 용량은 사용자가 선택된 “Design criteria“의 영향을 받는다.

① Heating load design criteria

사용자가 디자인 범주로 “Heating load“를 선택하면, 히트펌프의 크기가 표준 조건에서 냉방부하와 난방부하의 최대값을 만족하기 위하여 결정될 때, GHX 가 난방부하를 만족시킬 수 있게 결정된다. 이 선택은 GSHP시스템이 설치될 때, 추가의 보조냉방기기가 없이 설치된 히트펌프에 의하여 냉방부하를 만족시킬 수 있다는 것을 가정한다. 건물의 난방요구량이 냉방요구량 보다 크다면, 히트펌프의 크기는 건물의 난방요구에 의하여 결정된다. 이것은 실제 건물이 필요량보다 큰 표준 냉방용량을 가져오기도 한다. 만약 히트펌프 시스템의 냉방 용량이 건물의 요구의 150%를 넘는다면, “Total standard cooling capacity“에 “Oversized“라는 붉은색 경고 메시지가 뜨게 된다.

(사) Total standard cooling capacity

히트펌프의 표준 냉방용량(kW) 값이다. 이 값은 건물의 설계 냉방부하를 통하여 획득되고, 표준 조건과 실제건물의 디자인 조건에 의하여 수정되며, 건물의 냉방 용량은 건물의 부분부하에 대하여 계산된다. 일반적인 분산형 히트펌프 시스템의 경우에는 각존의 실제 히트펌프의 용량은 그 존의 피크로드를 바탕으로 선택된다. 따라서 설치되는 모든 히트펌프 용량의 합계는 일반적으로 모델에 의하여 계산된 일반적인 냉방용량을 능가한다.

■ **단위 환산**

제안된 단위에서 선택된 다양한 단위에서 총 표준 냉방용량을 표현을 선택하면 된다.

“MW“, “million Btu/h“, “boiler hp“, “ton(cooling)“, “hp“, “W“. 이 값은 모두 참조를 위한 것이므로 모델을 계산하는 데 사용되지 않는다.

총 표준 냉방용량의 값은 사용자에 의하여 선택된 “Design criteria“에 좌우된다.

■ **Heating load design criteria**

디자인 조건으로 “Heating load“를 선택하게 되며 냉방부하와 난방부하에서 최대값을 만족할 수 있는 히프펌프시스템의 크기가 결정된다. 이 선택은 GSHP 시스템이 설치되었을 때, 과소평가 된 GHX 보완하기 위한 다른 열제거를 위한 다른 기계적인 냉방장치가 필요하지 않도록 최소한 설치된 히트펌프에 의하여 냉방부하를 만족시켜야 한다. 만약 건물의 난방요구량이 냉방요구량보다 크다면, 히트펌프는 건물의 냉방요구량에 의하여 선택되어야 한다. 이것은 실제 건물의 냉방요구량보다 과도한 냉방용량을 필요로 한다. 만약 건물의 냉방부하 보다 150%이상 과도한 히트펌프시스템이 선택되면, “Total standard cooling capacity“ 옆, 붉은 글씨로 “Oversized“의 메시지가 뜨게 된다. 실제건물 요구량보다 과도한 냉방용량을 가진 GSHP 시스템을 디자인하는 것은 제안되지 않는다. 과도한 냉방능력을 가진 시스템은 조절 문제와 인증하기 힘든 성능 문제를 야기한다. 특히, 제습에 관련되어서 그러하다. 가변 컴프레서와 같은 개량된 조절 기능을 가진 시스템의 경우에는 이러한 제한점을 없앨 수 있다.

- **Cooling load design criteria**

사용자가 디자인 범주로 “Cooling load“를 선택하면, 히트펌프는 항상 총 냉방부하를 만족할 수 있도록 용량이 설정된다.

(4) Supplemental Heating and Heat Rejection System

보조난방 혹은 보조냉방 장치의 특성에 대하여 나타낸다.

(가) Suggested supplemental heating capacity

선택된 GSHP시스템에 필요할 보조 열용량(kW)이 계산된다. 추가 열원시스템은 다음의 이유로 필요하다.

- 건물의 냉방요구량에 비하여 히트펌프의 난방용량이 작은 경우
- 지중열교환기(GHX)가 히트펌프의 열용량에 비하여 작은 경우

(나) Suggested supplemental heat rejection

선택된 GSHP 시스템이 건물의 냉방부하를 만족시킬 수 있는데 필요한 추가 열제거 용량(kW)이 계산된다. GHX가 난방부하를 만족을 만족할 수 있도록 크기가 결정되고, 건물의 냉방부하가 난방부하보다 큰 경우에 추가적인 열 제거가 필요하다.

다. Annual Energy Production

지중열 히트펌프의 연간 열 생산량은 아래와 같이 계산된다.

(1) Heating

(가) Electricity used

히트펌프가 건물의 난방요구량을 만족하기 위하여 사용되는 전기량(MWh)이 계산된다. "Electricity used" 값은 히트펌프가 사용하는 에너지와 수평형 혹은 수직형 시스템의 지중루프를 순환하는 데 사용되는 추가 에너지를 포함한다. 지하수를 이용한 시스템의 경우에는 사용되는 전기는 건물의 순환에 사용되는 펌프의 용량과 지하수를 퍼 올리는 데 사용되는 펌프에 사용되는 전력을 포함한다. 모든 경우에 대하여 사용되는 히트펌프에 사용되는 1,000W에 대하여 17W정도 소모된다고 가정된다. 지하수를 퍼 올리는 데 사용되는 펌프의 용량은 사용자에 의하여 지정된 펌프의 깊이에 의하여 계산된다.

이 값은 건물의 에너지 요구량과 선택된 "Average heat pump efficiency"에 좌우된다. 이 값은 *Cost Analysis* 워크시트 로 옮겨져 GSHP시스템의 연간 에너지 비용을 계산하는데 사용된다.

(나) Supplemental energy delivered

보조열원 시스템에 의하여 공급되는 열에너지(MWh)가 계산된다. 모델은 기존의 열원시스템에 상당하는 시스템에 의하여 에너지가 공급된다고 가정한다.

(다) GSHP heating energy delivered

모델은 GSHP 시스템에 의하여 생산되는 열에너지는 계산한다. 공급되는 GSHP 난방에너지와 추가로 사용되는 에너지의 합계는 *Heating and Cooling Load Calculation* 워크쉬트에서 계산된 건물의 난방요구량과 같다.

(라) Seasonal heating COP

계절별 난방 COP가 계산된다. 이 값은 순환펌프에 사용되는 추가적인 에너지와 우물을 퍼 올리는 데 사용되는 에너지를 고려한 값이다.

(2) Cooling

(가) Electricity used

히트펌프가 건물의 냉방 요구량을 만족하기 위하여 사용되는 전기량(MWh)이 계산된다. "Electricity used" 값은 히트펌프가 사용하는 에너지와 수평형 혹은 수직형 시스템의 지중루프를 순환하는 데 사용되는 추가 에너지를 포함한다. 지하수를 이용한 시스템의 경우에는 사용되는 전기는 건물의 순환에 사용되는 펌프의 용량과 지하수를 퍼 올리는 데 사용되는 펌프에 사용되는 전력을 포함한다. 모든 경우에 대하여 사용되는 히트펌프에 사용되는 1,000W에 대하여 17W정도 소모된다고 가정된다. 지하수를 퍼 올리는 데 사용되는 펌프의 용량은 사용자에 의하여 지정된 펌프의 깊이에 의하여 계산된다.

이 값은 건물의 에너지 요구량과 선택된 "Average heat pump efficiency"에 좌우된다. 이 값은 *Cost Analysis* 워크시트로 옮겨져 GSHP시스템의 연간 에너지 비용을 계산하는데 사용된다.

(나) GSHP cooling energy delivered

보조 열제거 기기를 포함하여, GSHP 시스템에 의하여 생산되는 냉방에너지가 계산된다. 이 값은 *Heating and Cooling Load Calculation* 워크쉬트에서 계산된 건물의 냉방요구량과 일치한다. 생산되는 냉방에너지를 고려할 때, 모델은 자연냉방의 어떠한 형태도 고려하지 않는다. 히트펌프를 바로 사용하지 않고 건물의 냉방부하를 감소하기 위하여 차가운 외기를

이용하거나 차가운 지하루프의 유체를 이용하여 때때로 자연냉방이 가능하다.

(다) Seasonal cooling COP

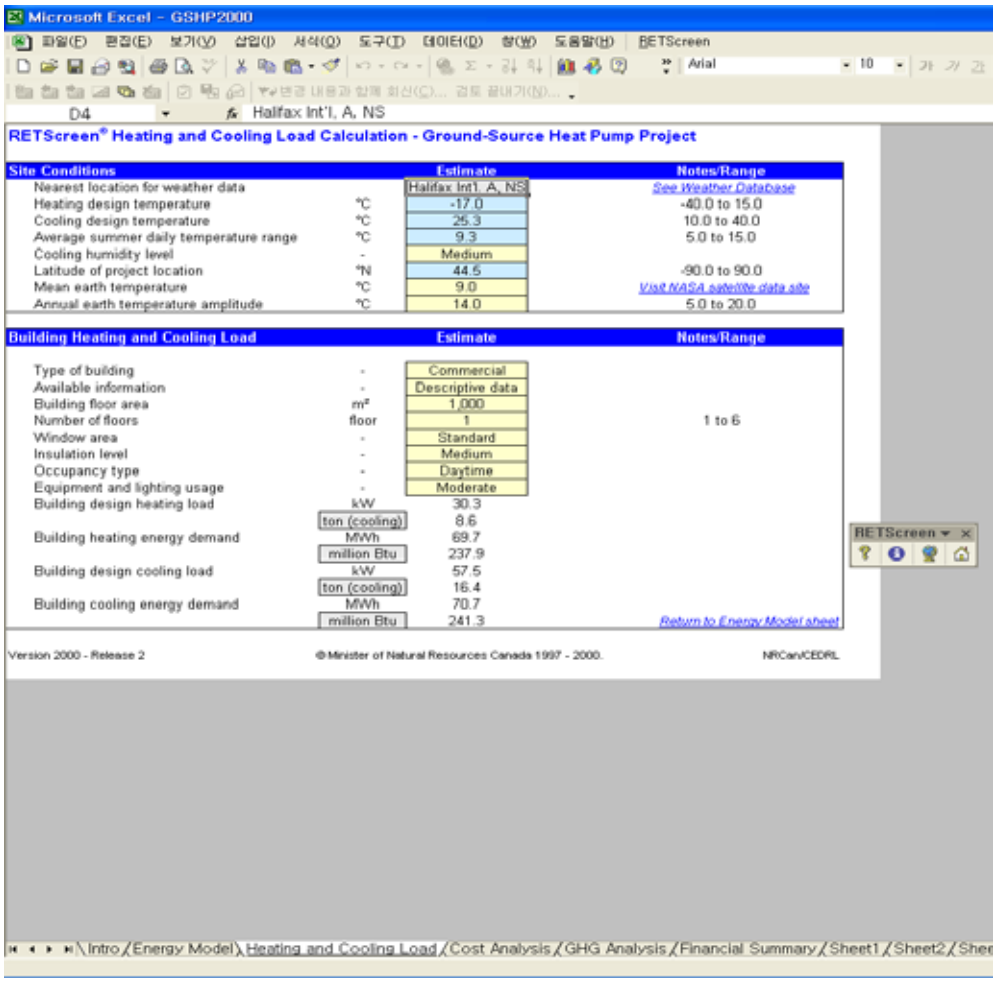
계절별 냉방 COP가 계산된다. 이 값은 순환펌프에 사용되는 추가적인 에너지와 우물을 퍼 올리는 데 사용되는 에너지를 고려한 값이다.

(라) Seasonal cooling EER

사용자의 편의를 위하여, 계절별 COP값은 EER(Energy Efficiency Ratio) 값으로도 표현된다. 이 값은 kWh로 표현되는 GSHP 시스템이 사용되는 총 전기에너지에 대한 kBTUs로 표현되는 총 냉방에서는 비를 나타낸 것이다. COP와 EER의 차이는 사용되는 총 냉방에너지를 표현하기 위하여 사용되는 단위이다. COP를 EER로 변환시키기 위해서는 3.41을 곱하면 된다. 북미에서 냉방시스템의 성능을 나타내기 위하여 EER을 일반적으로 사용한다.

2.3. Heating and Cooling Load Calculation

에너지 모델을 분석하기 위해 필요한 건물의 부하를 계산하기 위한 입력화면이다. “Energy Model“의 상부 우측의 ”Complete H&CLC Sheet“를 클릭하여 다음과 같은 형태의 화면에 필요한 자료를 입력한다.



[부록그림 59] RETScreen 부하입력 화면

Heating and Cooling Load Calculation 워크쉬트는 GSHP 시스템이 설치될 건물의 에너지 사용량은 물론 냉난방부하를 예측하는데 사용된다. GSHP 시스템이 설치될 지역의 기상과 지질특징을 입력한다. 알고 있는 건물의 부하와 소비나 건물의 물리적 특징을 입력하여 냉난방부하의 예측방법을 선택하게 된다. 자세한 정보를 위해서는 온라인 기상정보를 활용하면 된다.

가. Site Conditions

GSHP 시스템이 설치될 건물의 냉난방부하를 예측하는데 사용되는 자료를 입력하게 된

다.

(1) Nearest location for weather data

프로젝트에 관련된 가장 대표적인 기상조건을 가진 기상청의 위치를 입력한다. 이 값은 단지 참고를 위한 것이므로 자세한 정보를 위해서는 RETScreen의 온라인 기상데이터를 참고하면 된다.

(2) Heating design temperature

난방설계온도를 입력하게 된다. 이 값은 특정 지역의 연중 1%이하의 비율을 가지는 낮은 측정온도를 나타낸다[ASHRAE, 1997]. 난방설계온도는 필요난방에너지를 계산하는 데 사용된다. 자세한 정보를 위해서는 RETScreen의 온라인 기상정보를 참조하면 된다.

일반적으로 이 값은 -40~15℃의 범위를 가진다.

RETScreen에서 나타나 있는 난방설계온도는 연중 12월의 시간 데이터를 바탕으로 계산된 값이다. 사용자는 지역기상조건이나 설계조건에 따라서 덮어서 사용할 수 있다. 예를 들어서 공항부근에서 온도가 측정되면, 큰 도시의 중심부에서의 난방설계온도는 1~2℃정도 높은 값을 가진다. RETScreen의 온라인 기상자료 값보다 -2~-7℃정도 낮은 값을 가질 수도 있다. 신중한 프로젝트의 접근을 위해서 프로젝트의 위치가 도시의 중심부가 아니라면 난방설계온도를 낮게 설정하여 조정하여야 한다.

(3) Cooling design temperature

난방설계온도를 입력하게 된다. 이 값은 특정 지역의 연중 99%이상의 비율을 가지는 낮은 측정온도를 나타낸다[ASHRAE, 1997]. 냉방설계온도는 연간 피크 냉방부하를 계산하는 데 사용되고, 난방설계온도와 여름철 평균 온도변화와 연결하여, 온도 빈값을 예측하는 데 사용된다. 이 값들은 건물의 냉방 에너지 요구량을 계산하는 데 사용된다. 자세한 정보를 위해서는 RETScreen 온라인 기상정보를 참고하면 된다.

냉방설계온도는 약 10~40℃의 범위를 가진다.

RETScreen에서 나타나 있는 난방설계온도는 연중 12월의 시간 데이터를 바탕으로 계산

된 값이다. 사용자는 지역기상조건이나 설계조건에 따라서 덮어서 사용할 수 있다. 예를 들어서 공항부근에서 온도가 측정되면, 큰 도시의 중심부에서의 난방설계온도는 1~2℃정도 높은 값을 가진다. RETScreen의 온라인 기상자료 값보다 -2~-7℃정도 낮은 값을 가질 수도 있다. 신중한 프로젝트의 접근을 위해서 프로젝트의 위치가 도시의 중심부가 아니라면, 냉방설계온도를 높게 설정하여 조정하여야 한다.

우리나라의 냉난방 부하계산을 위한 지역별 외기설계기준온도는 <부표 114>와 같다

<부표 114> 냉. 난방설비 장치의 용량계산을 위한 설계 외기온도

구분 / 도시명	냉 방		난 방	
	건구온도(℃)	습구온도(℃)	건구온도(℃)	상대습도(%)
서 울	31.2	25.5	-11.3	63
인 천	30.1	25.0	-10.4	58
수 원	31.2	25.5	-12.4	70
춘 천	31.6	25.2	-14.7	77
강 릉	31.6	25.1	-7.9	42
대 전	32.3	25.5	-10.3	71
청 주	32.5	25.8	-12.1	76
전 주	32.4	25.8	-8.7	72
서 산	31.1	25.8	-9.6	78
광 주	31.8	26.0	-6.6	70
대 구	33.3	25.8	-7.6	61
부 산	30.7	26.2	-5.3	46
진 주	31.6	26.3	-8.4	76
울 산	32.2	26.8	-7.0	70
포 항	32.5	26.0	-6.4	41
목 포	31.1	26.3	-4.7	75
제 주	30.9	26.3	0.1	70

(4) Average summer daily temperature range

여름철 일 평균 온도 변화값(℃)을 입력해야 한다. 이것은 주어진 지역의 가장 더운 달의 하루 중 가장 높은 온도와 가장 낮은 온도의 차이를 나타낸다(ASHRAE, 1997). 평균 여름철 온도 변화는 냉난방설계온도와 같이 이용하여, 건물의 냉난방 요구량을 계산하는 데 사용된다. 하루의 평균 온도변화는 약 5~15℃ 사이이다.

(5) Cooling humidity level

"Low", "Medium"과 "High"의 3가지 냉방습도 수준에서 하나를 선택한다. 에어컨디셔닝의 냉방부하는 현열부하와 잠열부하라는 2가지 요소로 구성된다. 현열 부하는 실내온도를 유지하는 데 필요한 용량을 나타내는 데 반하여, 잠열부하는 실내공기의 습도 혹은 습기량을 유지하는 데 필요한 용량을 말한다. 일반적인 에어컨디셔너는 60~80%의 현열부하를 감당하고 수증기를 제거하는 20~40%의 잠열부하를 감당할 수 있도록 설계되어 있다. 대부분의 잠열부하는 신선외기 혹은 건물의 재실자로부터 온다. 선택된 습도 수준은 신선외기 환기를 통한 잡열부하량을 모델에서 계산하는 데 사용된다. <부표 115>은 선택된 습도 수준에 따라서 모델에서 사용되는 온도의 디자인 조건에 대한 현열에 대한 잠열의 비이다.

<부표 115> Ambient Air Latent to Sensible Heat Ratio at Design

Humidity Level	Latent to Sensible Heat Ratio	Relative Humidity for 30℃ Ambient
Low	0.5	40%
Medium	1.5	50%
High	2.5	60%

정부의 기상/환경 조직의 자료에서 정확한 비율을 획득할 수 있다. 자세한 정보를 찾으려면 NASA satellite database를 참조하면 된다.

(6) Latitude of project location

프로젝트가 적용되는 지역의 적도에서 지형적인 위도(°N)를 입력하면 된다. 이 값은 건물에 대한 태양일사를 예측하는데 사용된다. 일사획득량은 ASHRAE의 추정방법(ASHRAE, 1997)을 통하여 계산된다.

좀 더 많은 정보를 찾으려면 RETScreen의 온라인 기상자료를 참고하면 된다. 온라인 기

상데이터에 있는 가까운 기상청의 위도가 복사된다. 프로젝트가 수행되는 지역의 위도를 알고 있다면, 이 값을 덮어서 사용하면 된다.

(7) Mean earth temperature

사용자는 평균 지구표면온도를 입력한다. 이 값은 선택된 지중열교환기에 해당되는 지중온도나 지하수온도를 계산하는 데 사용된다. 15m 이상의 깊이에서는 온도(지중 혹은 지하수)는 지표면 평균온도와 같다고 가정된다.

지역에 따라서 지표면 평균온도는 일반적으로 0℃이하(극지방)에서 20℃의 범위를 가진다. 예를 들어, Quebec시와 같은 추운 지역에서는 7.4℃값을 가지는 반면 Atlanta와 같은 따뜻한 지역은 16.8℃의 온도를 가진다. 지표면 평균온도가 낮은 지역에서는 수평형 GCHP 시스템은 효과적으로 작동을 하지 않을 수도 있다.

RETScreen 온라인 기상자료는 지상의 기상청에 대한 값을 제공하지 않는다. 하지만 NASA satellite database는 지구주위의 이 값을 제공한다. 캐나다의 28개 지역과, 미국의 111개 지역에 한 정보가 ASHRAE(ASHRAE, 1995)에서 획득이 가능하다. 사용자는 지역기상청에서 이 값을 얻을 수 있다.

(8) Annual earth temperature amplitude

사용자는 연중 지표면 일평균 최대값과 최소값의 차이의 절반으로 정의되는 연간 지중온도 변동값을 입력한다. 이 값은 연중 지중 최고온도와 최저온도를 계산하는 데 사용된다.

지역에 따라서, 연중 온도변화는 5~20℃의 변화값을 가진다. 연중 온도 변화에 가장 가정은 *Heating and Cooling Load Calculation* 워크쉬트에 나와 있는 "Heating design temperature"와 "Cooling design temperature"의 변동값의 30%수준을 가지는 것이다.

캐나다의 일반적인 지중변동값은 15℃수준인 반면 미국은 12℃값을 가진다. 추운지방에서는 그 값이 큰 경향을 가지고 더운 지방에서는 적은 값을 가지는 경향이 있다. 예를 들어 Quebec시와 같은 추운 지방(이곳은 난방설계온도는 -24℃이고 냉방설계온도는 26.9℃이다.)은 연중 지표면온도 변화값은 15.6℃정도이고 Atlanta(이곳의 난방설계온도는 -4.9℃이고 냉

방설계온도는 33℃)의 연중 지표면 온도 변화값은 10.6℃이다.

RETScreen의 온라인 기상 데이터베이스는 기상청에서 측정한 이러한 값을 제공하지 않는다. 하지만 NASA satellite database(RETScreen 온라인 데이터베이스를 통하여 접속할 수 있다.)는 표면 부근의 이러한 값을 제공한다. ASHRAE[ASHRAE, 1995]에서 캐나다의 28개 지역과 미국의 111개 지역의 기상청의 데이터를 제공한다. 사용자는 이러한 값을 지방당국이나 기상청에서 획득할 수 있다.

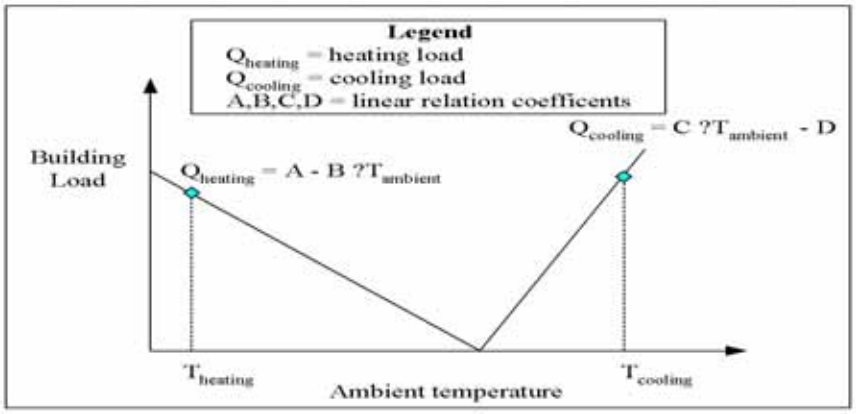
나. Building Heating and Cooling Load

지중열 히트펌프시스템의 냉난방부하의 예측에 관련된 건물의 특성을 입력하는 란이다.

(1) Type of building

GSHP 시스템이 설치될 건물의 용도를 선정하게 된다. “Residential“, “Commercial“와 “Industrial“에서 선택을 하게 된다. 이 선택은 모델이 건물의 부하와 필요 에너지량을 계산하는 방법에 영향을 미친다. “Residential“이 선택되면 사용자에 의하여 입력될 요소가 줄어든다.

상업용과 산업용 건물의 경우에는 주거용 건물에서 고려되어야 할 요소 외에 특별한 특징을 요구한다. 상업용과 산업용 건물의 경우에는 일반적으로 높은 내부발열, 높은 재실자 부하, 높은 일사부하와 종종 복잡한 재실자 스케줄을 가지게 된다. 상업용/산업용 건물의 에너지 사용에 대한 기본적인 요인이 주어지면, 부하와 에너지 사용량 예측은 대지에 관련된 작업이 된다. 건물의 부하와 에너지 사용량을 예측하는 데 사용된 방법은 수정 빈법[modified bin method, ASHRAE, 1985]이 사용된다. 여기서는 [부록그림 60]과 같이 냉난방부하가 외기온도와 비례한다는 모델을 사용한다.



[부록그림 60] 냉난방 부하관계

"Residential" 건물의 경우에는 좀 더 단순화된 가정이 사용된다. 주거용 건물의 경우에는 내부부하가 13W/m^2, 창문비가 바닥면적(지하실면적 제외)의 15%에 해당하고, 재실인원이 4명이 있는 것으로 가정하여 모델링한다.

(2) Available information

GSHP 시스템이 설치되는 건물의 열특성을 특성짓는 정보의 종류를 정해야 한다. "Descriptive data"와 "Energy use data"에서 선택할 수 있게 된다. "Energy use data"가 선택되면 사용자가 선택한 건물의 종류에 관계없이 동일한 입력을 하게 된다.

(가) Descriptive data

사용자가 이 선택을 하게 되면 냉난방부하와 에너지 소비를 계산하기 위한 모델에 필요한 건물의 물리적인 특성을 요구한다.

(나) Energy use data

이 옵션이 선택되면 사용자에 의하여 냉난방에너지 소비는 물론, 설계 냉난방부하를 입력하게 된다. 이 값으로부터 [부록그림 60]에서 보는 바와 같이 냉난방 부하의 관계를 예측하게 된다. "Energy use data"옵션의 경우에는 "Descriptive data"와 같은 유연성을 제공하지 않는다. 예를 들어 이 경우에는 건물에 재실자와 있는 경우와 없는 경우를 구분하지 않는다.

(3) Building floor area

사용자는 지하실 면적을 제외한 냉난방이 되는 건물의 총 바닥면적을 입력하게 된다. 이 값은 건물의 부하와 에너지 소비를 계산하는 데 사용되는 주요변수이다. 상업용 건물의 일반적인 값은 500~9,000m^2의 범위를 가진다. 단독주택의 일반적인 값은 바닥면적은 140m^2이다.

(4) Numbers of floors

사용자는 지하실을 제외한 건물의 층수를 입력한다. 이 값은 건물의 천정을 통한 열획득과 손실을 계산하는 모델에 사용된다.

GSHP 시스템이 설치된 상업용 건물의 경우에는 1~6층의 범위를 가지고, 주거용 건물의 경우에는 1~2층의 범위를 가지게 된다.

(5) Window area

사용자는 "Standard,""Above average"와 "High"에서 창문면적의 종류를 선택하게 된다. 이 선택에서 <부표 116>에서 보는 바와 같이 모델은 바닥면적에 대한 창문면적비를 결정하게 된다. 이 모델에서 사용되는 모든 창문은 차폐계수 0.81과 열전도율 3W/(m^2℃)값을 가지는 이중유리로 가정된다.

<부표 116> 창호 수준

Fenestration Level	Ratio of Window Area over Floor area
Standard	0.15
Above average	0.25
High	0.35

상업용 건물의 경우 일반적인 선택은 "Standard" 이다.

(6) Insulation level

"Low," "Medium"과 "High"에서 단열정도를 선택하게 된다. 이 선택에서 모델은 모든 종류의 건물에 대하여 벽체와 지붕을 통한 열전달 계수를 선택하게 된다. 추가적으로 이 선

택은 침기량과 주거용 건물에 대해서는 지하실의 단열수준을 결정하게 된다. 각 단열 수준에 대한 다양한 값은 <부표 117>에 잘 나타나 있다.

<부표 117> 단열 수준

Insulation Level	Wall U-value W/℃m2	Roof U-value W/℃m2	Basement U-value1 W/℃m2	Infiltration Rate1 ACH2
Low	0.50	0.33	0.50	0.50
Medium	0.29	0.20	0.33	0.25
High	0.20	0.11	0.25	0.10

1: Residential building only

2: ACH = air change per hour

북미의 북부지역의 1970년대 이전에 지어진 주거용 건물은 건물외피에 대한 수선이 있지 않으면 “Low“수준을 가지게 되고, 1970~1990년대에 지어진 건물의 경우에는 “Medium“수준을 1990 이후에 지어진 건물의 경우에는 “high“ 단열 수준을 가지고 있다.

상업용 건물의 경우에는 동시대의 주거용 건물에 비하여 낮은 수준의 단열을 가지는 경향이 있다. 산업용 건물의 경우에는 다양한 범위를 가질 수 있으며, 보통 주거용이나 상업용 건물에 비하여 낮은 수준을 가진다.

(7) Occupancy type

“Daytime“, “Night time“, “Continuous“에서 재실 타입을 결정하게 된다. 이 선택은 건물에 재실자가 있는 총시간을 결정한다. “Daytime“은 07:00~19:00의 범위를 가지고, “Night time“의 19:00~07:00의 범위를 가진다. 모델은 이 스케줄을 환기비율과 건물 재실자의 잠열과 현열부하를 계산하는데 사용된다. 각 재실자는 75W 현열과 75W 잠열부하를 가지고, 20L/s의 환기비율을 가진다고 가정한다. 상업용 건물의 경우에는 10m2/인의 재실부하를 가지고 산업용 건물의 경우에는 50m2/인의 재실부하를 가지게 된다.

일반적인 상업용 건물의 경우에는 “Daytime“ 스케줄을 갖고, 산업용 건물의 경우에는 “Daytime“, “Continuous“의 범위를 갖게 된다. “Night time“ 스케줄은 많이 사용되지 않지

만 종종 상업용 건물에 적용된다.

(8) Equipment and lighting usage

“Light“, “Moderate“, “Heavy“에서 기기와 조명의 사용정도를 결정한다. 이 선택은 건물의 내부부하를 결정하게 된다. 상업용이나 산업용 건물의 경우에는 주거용 건물에 비하여 높은 내부발열 부하를 가진다. 이러한 내부부하를 발생하는 요소는 여러 가지가 될 수 있지만 종종 plus loads라고 칭해지는 조명부하나 기기부하가 상업용건물의 내부부하의 대부분을 차지한다. 산업용 건물의 경우에는 내부부하의 종류가 다양하기 때문에 compressors, motors, process equipment 케이스별 분석이 필요하다. 모델은 재실자 스케줄과 더불어 선택된 내부부하를 이용하여 총 주간 실내 내부부하를 계산한다. <부표 118>은 3가지 옵션에 관련된 내부부하량을 나타낸다.

<부표 118> Internal Heat Gain Levels

Equipment & Lighting Usage	Equipment Heat Load(W/m2)	Lighting Heat Load(W/m2)
Light	5	5
Moderate	10	15
Heavy	20	25

기기와 조명사용 정도는 고려중인 건물의 사용에 좌우된다. 예를 들어, 일반적인 사무실은 “Moderate“수준의 기기와 조명사용정도를 나타내며 학교의 경우에는 “Light“수준을 병원의 경우에는 “Heavy“수준의 내부부하를 가진다. 산업용 건물의 경우에는 “Moderate“에서 “Heavy“범위의 내부부하를 가진다. 산업용 건물의 경우에는 실제 부하원이 오피스기기와 조명부하와 다르기 때문에 “equivalent“가 사용된다. 하지만 사용자는 가능하면 단위면적당 내부부하를 계산하여 가장 적합한 내부부하를 선택하여야 한다.

(9) Foundation type

사용자는 “Full basement“와 “Slab on grade“에서 기초의 종류를 선택하게 된다. 이 선택은 주거용 건물에서 기초를 통한 열손실을 계산하게 된다. “Full basement“를 선택하게 되

면, 높은 난방부하를 가져오지만 냉방부하에는 별다른 영향을 미치지 않는다.

한대지역에서 GSHP 냉방기를 가진 지층 슬라브는 기초를 통한 열손실이 주요한 열원이 된다. 한대지역의 건물에 대한 차가워진 기초의 지중집열기를 계산할 때 건물 기초를 통한 열획득을 고려해야 한다. 일정한 지중온도와 장기간의 균형을 유지하기 위하여 기초를 통한 열손실과 동일한 비율로 열이 제거되어야 한다.

(10) Design heating load

사용자가 “Energy use data“를 선택하면, “Design heating load“ 값은 사용자에 의하여 바로 입력된다. 이 값은 특정지역의 설계온도와 건물의 단열효율에 의하여 좌우된다.

모델은 설계 냉방부하와 함께, 제안 히프펌프의 용량을 결정하기 위하여 설계 난방부하를 이용하게 된다. 계산된 부하는 모든 종류의 건물의 총부하(block load)에 해당된다. 부분 부하는 설계온도 조건에서 특정시간에 건물에 발생하는 피크부하를 위미한다. 예를 들어 많은 존을 가진 건물에서 각존의 난방부하의 합계는 부하가 동시에 발생하지 않기 때문에, block 난방부하보다 값이 커지게 된다. 주거용 건물의 경우에는 block 난방부하의 경우 동일한 설계조건에서 각방의 부하의 합계이다.

일반적인 건물의 난방부하는 20~120W/m^2의 범위를 가진다.

(11) Annual heating energy demand

사용자가 “Energy use data“를 선택하게 되면, “Annual heating energy demand“값을 사용자가 바로 입력하게 된다.

연간 난방에너지 요구량은 건물난방에 필요한 총 에너지량이다. 이 값은 [부록그림 60]에 보인 식을 만드는 데 사용되며, 실제 건물의 난방에너지는 재계산하는 데 사용된다.

연간난방에너지 요구량은 기본 케이스 난방시스템 계절별 효율과 더불어 난방 기본비용을 계산하는 데 사용된다. 북미의 북구의 일반적인 상업용건물의 50~250kWh/m^2/yr의 사이의 값의 에너지를 사용한다. 주거용 건물의 경우에는 난방에 약 120kWh/m^2/yr의 에너지를 사용하거나 연간 에너지 사용의 약 60%를 사용한다.

(12) Design cooling load

사용자가 “Energy use data“를 선택하게 되면, “Design cooling load“값은 사용자에 의해 바로 입력되게 된다. 이 값은 특정지역의 설계온도에 영향을 받는다.

이 값은 모델이 설계 난방부하와 더불어 히트펌프의 제안용량을 결정하는 데 사용된다. 계산된 부하는 모든 종류의 건물의 총부하(block load)에 해당된다. 부분 부하는 설계온도 조건에서 특정시간에 건물에 발생하는 피크부하를 위미한다. 예를 들어 많은 존을 가진 건물에서 각존의 냉방부하의 합계는 부하가 동시에 발생하지 않기 때문에 block 냉방부하보다 값이 커지게 된다. 주거용 건물의 경우에는 block 냉방부하의 경우 일반적으로 동리한 설계조건하의 모든 방의 부하의 합계이다.

냉방부하의 경우 프로젝트마다 달라지며 대지의 조건과 건물의 사용에 더불어 선택된 건물의 변수에 의하여 좌우된다. 추운지방의 주거용 건물의 경우 50W/m^2에서부터 더운 지방의 내부발열부하가 높은 상업용 건물이 가지는 200W/m^2이상에 이르기까지의 범위를 가진다.

(13) Annual cooling energy demand

사용자가 “Energy“를 선택하게 되면, “Annual cooling energy demand“값을 사용자가 바로 입력해야 한다.

연간 냉방에너지 필요량은 건물의 냉방하는 데 필요한 에너지의 총합이다. 이 값은 [부록 그림 60]에 나타난 식을 만드는 데 사용되며 이 식은 건물의 실제 냉방에너지 소비를 재계산하는 데 사용된다. 연간 냉방에너지 요구량은 기본 케이스의 계절별 성능계수(COP)와 더불어 기본 냉방비용을 계산하는 데 사용된다.

(14) Design heating load

사용자가 “Descriptive data“를 선택하면, 모델은 “Heating design temperature“와 사용자에 의해 선택된 다양한 건물변수를 바탕으로 건물의 설계 난방부하를 계산하게 된다.

모델은 설계 냉방부하와 함께 제안 히프펌프의 용량을 결정하기 위하여 설계 난방부하를

이용하게 된다. 계산된 부하는 모든 종류의 건물의 총부하(block load)에 해당된다. 부분 부하는 설계온도 조건에서 특정시간에 건물에 발생하는 피크부하를 위미한다. 예를 들어 많은 존을 가진 건물에서 각존의 난방부하의 합계는 부하가 동시에 발생하지 않기 때문에 block 난방부하보다 값이 커지게 된다. 주거용 건물의 경우에는 block 난방부하의 경우 동일한 설계조건에서 각방의 부하의 합계이다.

일반적인 건물의 난방부하는 20~120W/m^2의 범위를 가진다.

(15) Building heating energy demand

사용자가 “Descriptive data“를 선택하게 되면, 모델은 사용자가 선택한 변수들을 바탕으로 건물의 난방에너지 요구량을 계산한다.

건물의 연간 난방에너지 요구량은 건물난방에 필요한 총 에너지량이다. 이 값은 [부록그림 60]에 보인 식을 만드는 데 사용되며 실제 건물의 난방에너지는 재계산하는데 사용된다.

연간난방에너지 요구량은 기본 케이스 난방시스템 계절별 효율과 더불어 난방 기본비용을 계산하는 데 사용된다. 북미의 북구의 일반적인 상업용건물의 50~250kWh/m^2/yr의 사이의 값의 에너지를 사용한다. 주거용 건물의 경우에는 난방에 약 120kWh/m^2/yr의 에너지를 사용하거나 연간 에너지 사용의 약 60%를 사용한다.

(16) Building cooling energy demand

사용자가 “Energy use data“를 선택하게 되면, “Annual cooling energy demand“값을 사용자가 바로 입력해야 한다.

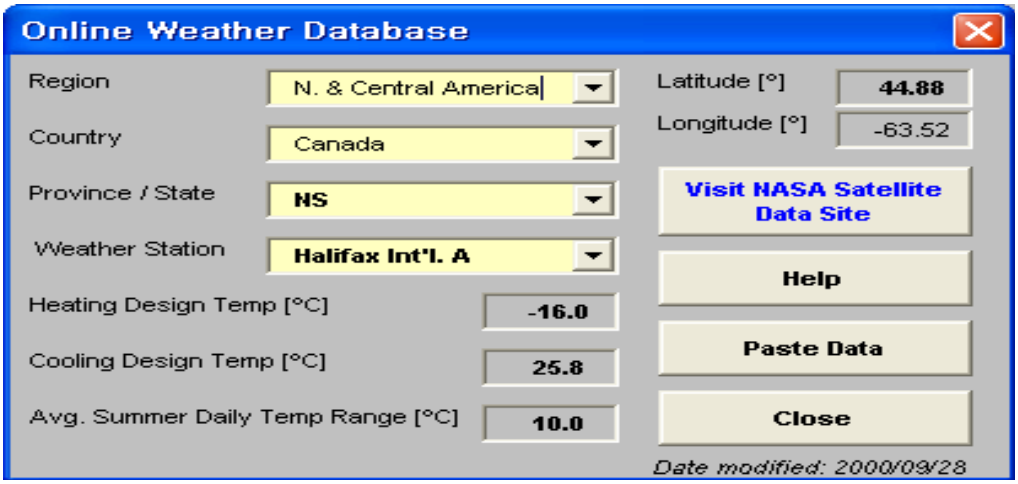
건물의 연간 냉방에너지 필요량은 건물의 냉방하는 데 필요한 에너지의 총합이다. 이 값은 [부록그림 60]에 나타난 식을 만드는 데 사용되며 이 식은 건물의 실제 냉방에너지 소비를 재계산하는 데 사용된다. 연간 냉방에너지 요구량은 기본 케이스의 계절별 성능계수(COP)와 더불어 기본 냉방비용을 계산하는 데 사용된다.

2.3.1. 기상자료

H&CLC Sheet에서 각 지역의 기상자료를 입력하는 화면으로 우측상단의 See Weather

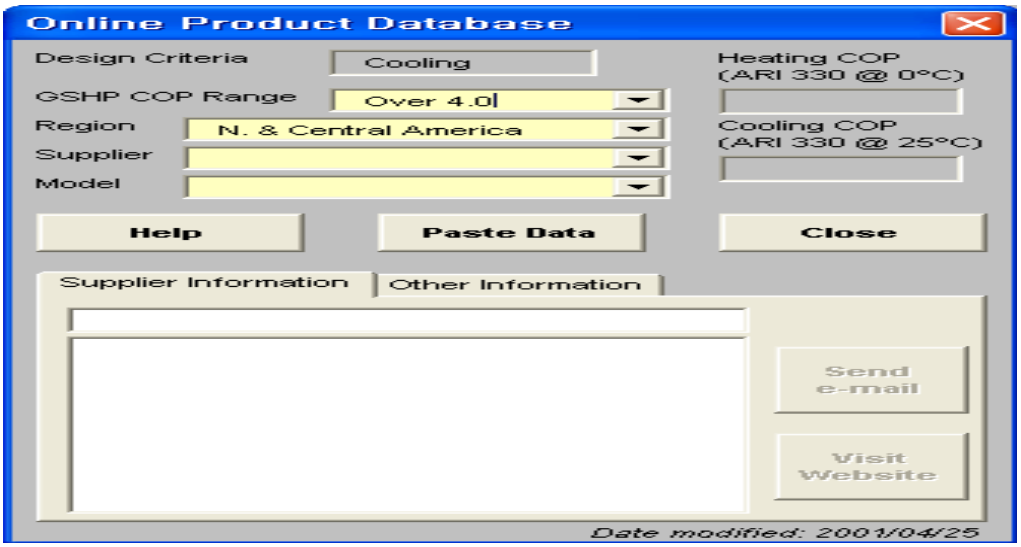
Database를 선택하면 다음그림과 같은 화면이 나타난다. 해당국가와 지역을 대상으로 작성되어 있는 DB를 이용하여 입력하도록 되어 있다.

화면에 입력되는 자료는 H&CLC의 부하값에는 영향을 미치지 않는다.



[부록그림 61] RETScreen 기상자료

2.3.2. 제품 DB

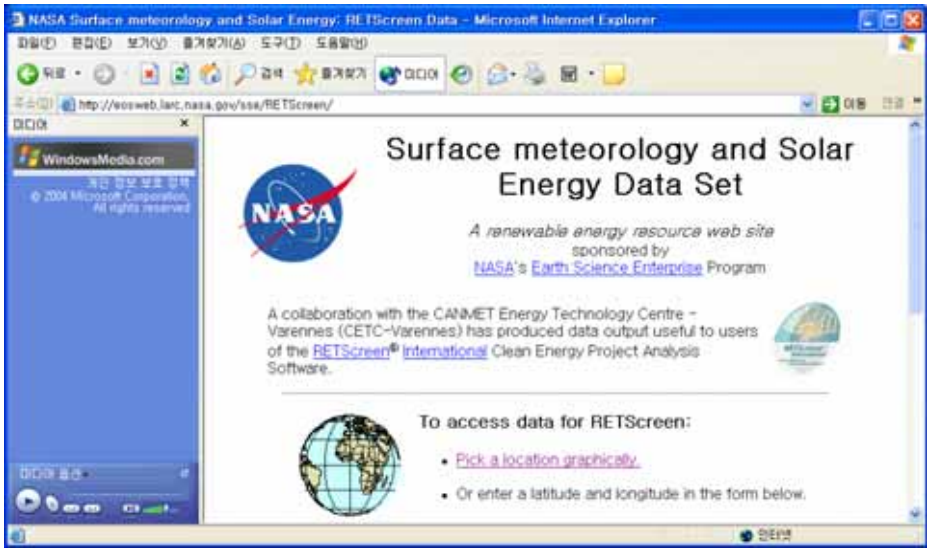


[부록그림 62] 제품 DB화면

Energy Model의 열펌프의 성적계수 항목의 입력을 위한 정보를 얻을 수 있다. 이곳에는 미국, 캐나다 등에서 제작되는 유명회사의 제품에 대한 자료들이 DB로 구축되어 있다. 선택한 제품의 사양을 알고 있으면 직접 화면에서 입력하면 된다.

2.3.3. NASA Online 기상 DB

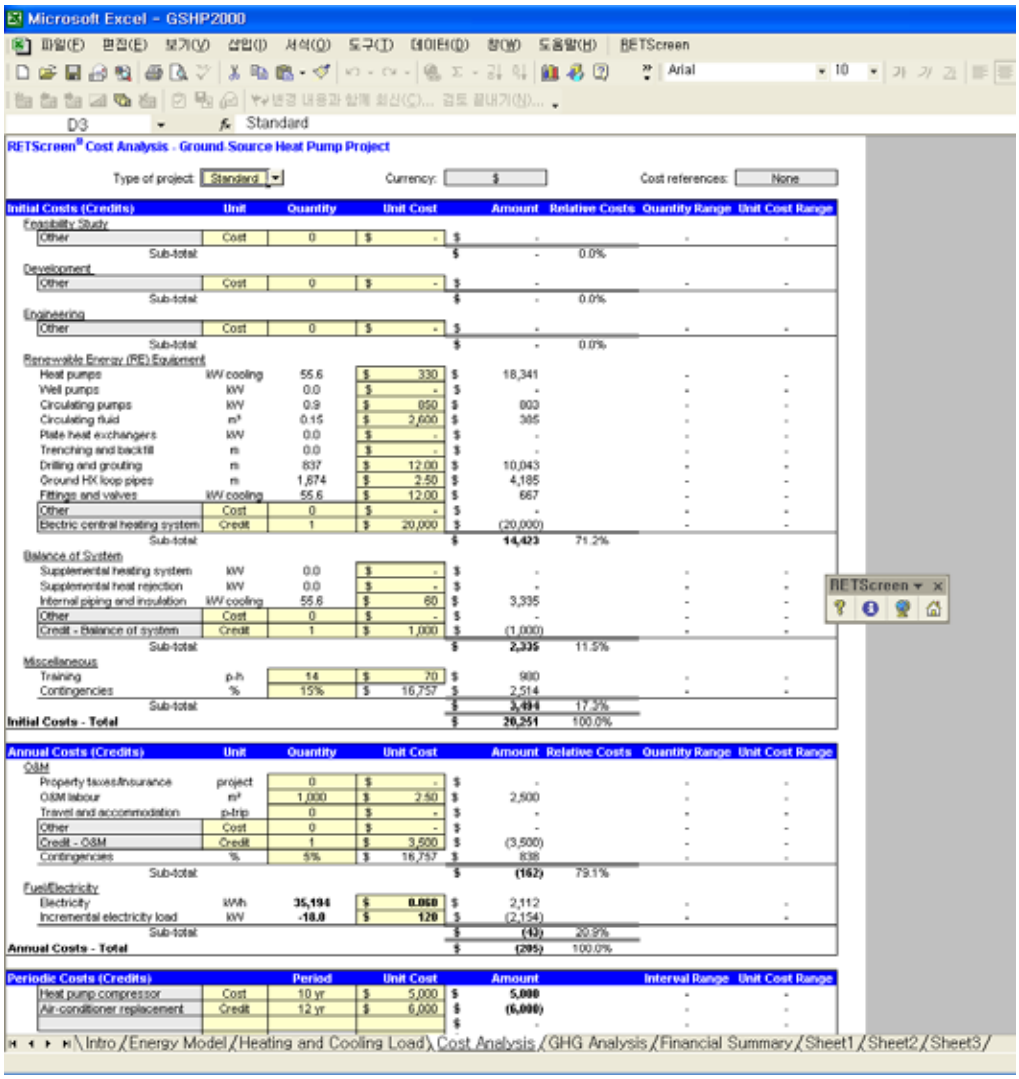
RETScreen에서 사용하는 기상정보를 제공하고 있는 사이트로 임의의 지역에 대한 기상자료를 제공하고 있다.



[부록그림 63] NASA Online 기상 DB

2.4. Cost Analysis

지열원 열펌프의 설치, 운영, 유지관리에 투입되는 연간 비용을 분석하는 프로그램으로 화면은 다음 그림과 같다.



[부록그림 64] Cost Analysis

프로그램(Cost Analysis)은 initial cost, Annual cost, periodic cost로 구성되어 있으며 각 단위 구성 항목의 개요는 다음과 같다.

1) Type of project

Custom과 standard중에서 선택하도록 되어 있으며, Custom을 선택할 경우 보다 상세한 분석이 가능하다.

2) Currency

계산하고자 하는 화폐단위를 선택할 수 있다.

3) Cost Reference

Project의 수행에 관련된 비용 예측의 기준으로 사용되며 메인 화면의 "Quantity Range"와 "Unit Cost Range" 열의 수치를 바꾸어 준다.

"Canada-2000~Enter new 8"까지 11개 항목 중에서 Project 성격에 맞추어 선택한다.

4. Initial Cost

Project를 수행하기 위한 초기투자비용으로 Feasibility Study, Development, Engineering, Equipment, Balance of System, Miscellaneous(Training, contingency)등으로 구성된다.

1) Feasibility Study : Site investigation, soil/hydrology assessment, preliminary design, detailed cost estimate, report preparation, travel and accommodation, other(credit)등의 항목으로 구성되어 있다.

2) Development : Permits and approvals, land survey, project financing, project management, travel accommodation, other(credit)등의 항목으로 구성되어 있다.

3) Engineering

GSHP system design, tenders and contracting, construction superv vision, other(credit) 등의 항목으로 구성되어 있다.

4) Renewable Energy Equipment

Heat Pump, Circulating Pumps, Drilling and Grouting 등 각종 주요기기기비용 등의 항목으로 구성되어 있다.

5) Balance of system

Supplemental heating system, supplemental heat rejection, Internal piping and insulation 등의 항목으로 구성되어 있다.

6) Miscellaneous

Training, contingencies 등의 항목으로 구성되어 있다.

5. Annual Cost (credits)

연간 운영 및 유지관리비, 에너지원비용으로 O&M, Fuel/Electricity로 구성되어 있다.

1) Property taxes/Insurance 시스템 설치에 따른 재산세, 화재보험, 책임보험, 손해보험 등이다. 일반적으로 GSHP를 설치하는 경우 Incentive를 지급받는 것이 보통이다.

2) O&M labour

운전 유지관리 인건비로 ㎡당 비용을 말한다.

3) Travel and accommodation

출장 등 대외적인 업무를 수행하는데 필요한 경비를 말한다.

4) Fuel/Electricity

① Electricity

kWh당 비용이다.

② Incremental electricity load

Peak 부하 기여에 따른 보상금액으로 "금액/kW"를 말한다.

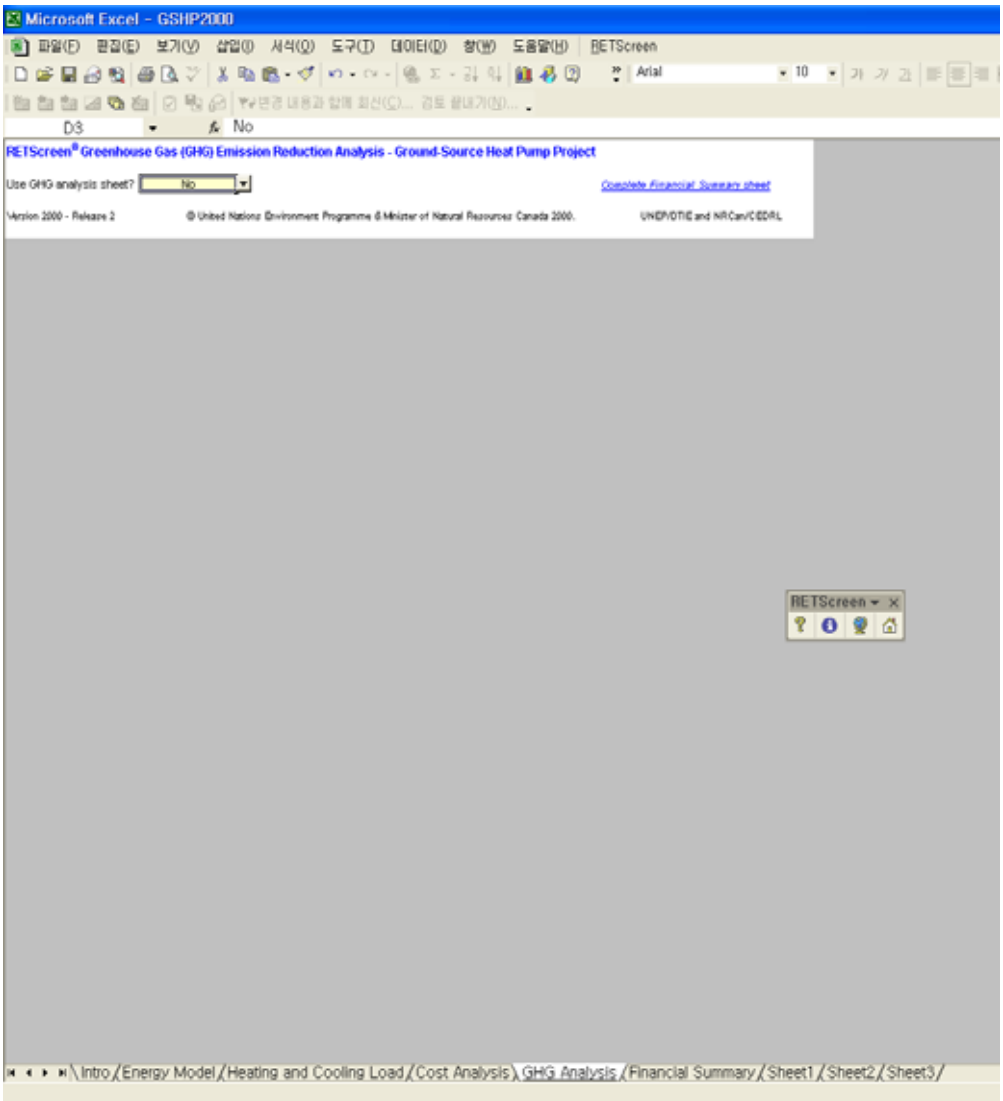
6. Periodic Costs (credits)

시스템을 정상적으로 운영하기 위해 주기적으로 발생하는 생애주기 비용이다.

① End of project life : 폐기처분시의 잔존 가치이다.

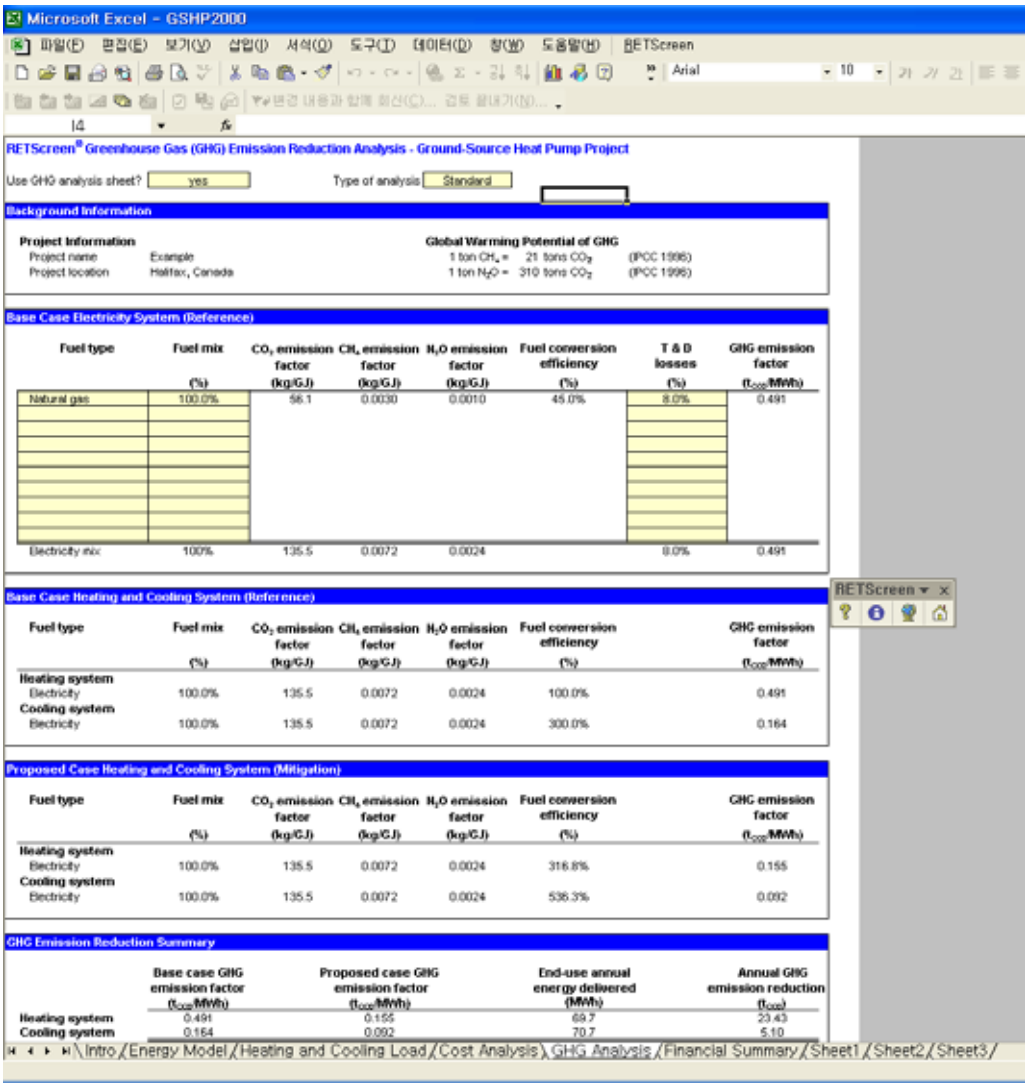
2.5. GHG 분석

열펌프의 지구온난화가스 저감효과를 분석하는 프로그램으로 "Use GHG Analysis Sheet?"의 셀에 No를 입력하면 다음과 같은 화면이 나타나며, 다음 과정으로 전환된다.



[부록그림 65] GHG 분석(1)

"Use GHG Analysis Sheet?"의 셀에 Yes를 입력하면 다음과 같은 화면이 나타나며, 분석에 필요한 내용을 입력하도록 되어 있다.



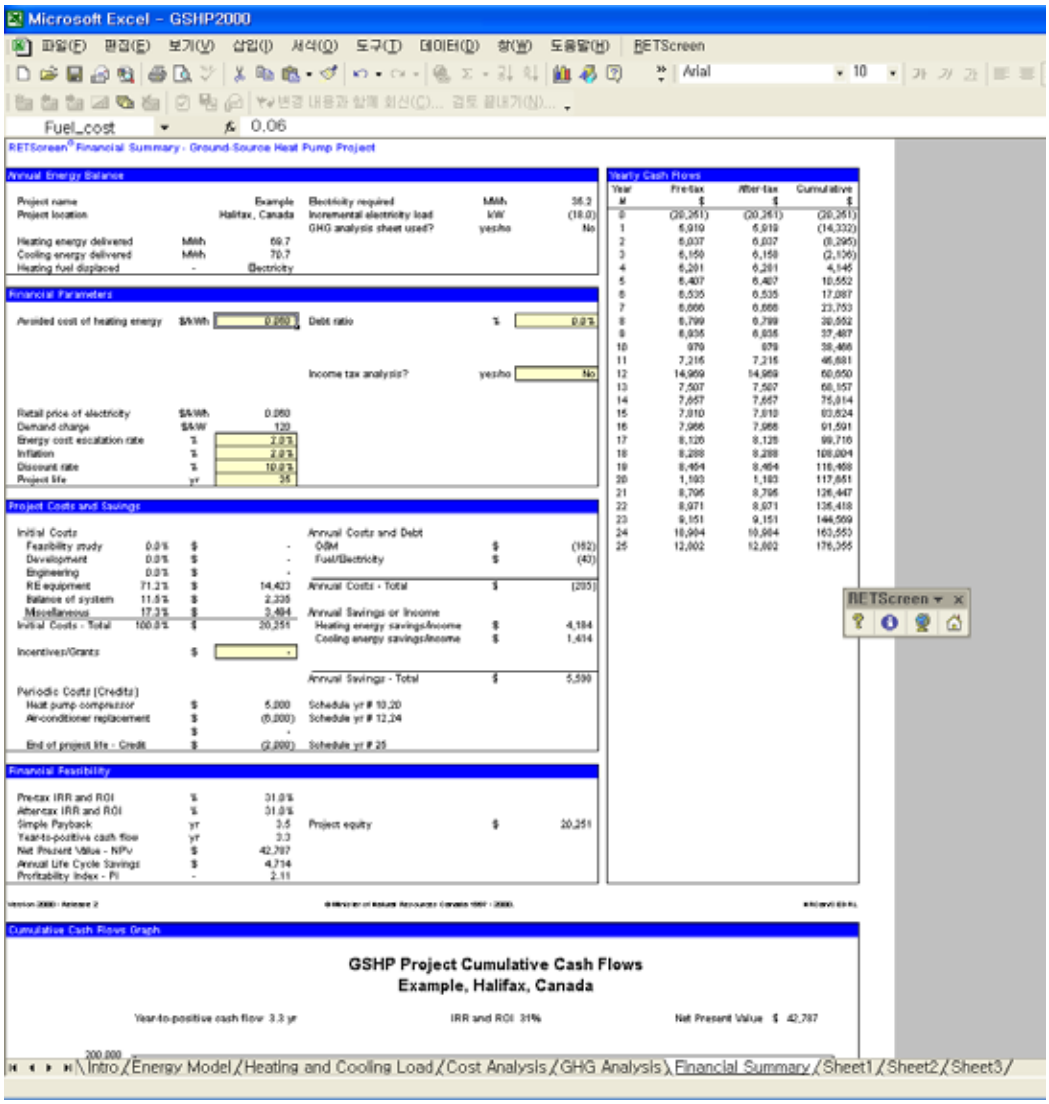
[부록그림 66] GHG 분석(2)

2.6. Financial Summary 프로그램

지열원 열펌프시스템의 설치, 운전, 유지관리 등의 비용, 투자비에 대한 연간 이율등의 비용과 시스템 도입으로 얻을 수 있는 에너지절약 금액, 운전비 및 유지관리비 절약금액 등을 비교분석하는 프로그램이다.

프로그램은 Annual Energy Balance, Financial Parameters, Project Costs and Savings 및

Financial Feasibility로 구성되어 있다.



[부록그림 67] Financial Summary 프로그램

1. Annual Energy Balance

Energy Model 등 이미 앞에서 계산한 결과들이 자동으로 입력되도록 되어 있다.

2. Financial Parameters

난방에너지가격, 온난화가스 저감 비용, 전기료, 에너지가격 상승률, 시스템 수명, 세금, 부채비율 등 비용계산에 필요한 자료들을 입력하도록 되어 있다.

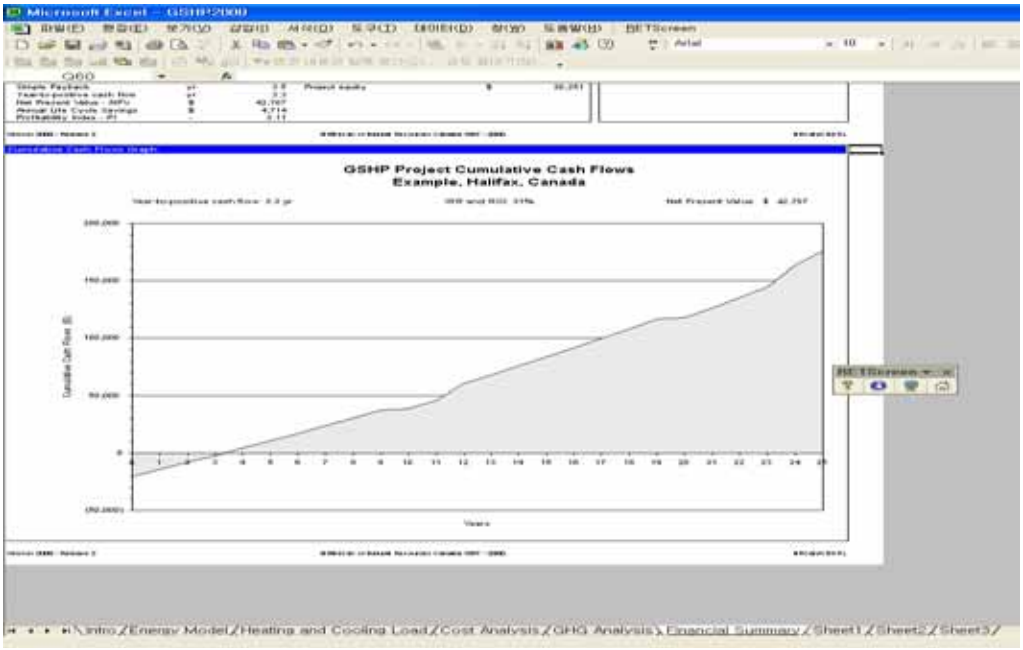
3. Project Costs and Savings

초기투자비, 연간운전 및 유지관리비용, 냉난방에너지절약을 통한 수입, 고정비용 등 시스템의 생애주기에 대한 비용과 절감액을 계산한다.

4. Financial Feasibility

상기 항목의 값을 입력하여 계산된 결과를 나타낸다.

이상에서 계산한 결과들을 연도별로 누적시켜 다음 그래프와 같이 종합적으로 분석한다. 그래프에 나타난 현금 흐름도를 통해 지열원열펌프시스템 설치함으로서 얻을 수 있는 효과를 효과적으로 분석할 수 있다.



[부록그림 68] 결과 값

3. 예제

대구에 위치하고 있는 5층 높이의 연면적은 9,000m^{2}인 건물을 지열원열펌프 시스템을 이용하여 냉난방하고자 한다. RETScreen을 이용하여 본 건물에 대한 에너지분석을 수행한다. 본건물의 대지 조건 등은 다음과 같다.

1) 준공년도 : 2000년

2) 단열수준 : 고단열

3) 창문 등 개구부 면적비 : 표준

4)·기존 난방연료 : LNG

5) 용도 : 도서관

6) 이용시간 : 화요일 ⇔ 일요일, 09:00 ⇔ 22:00

7) 실내난방온도 : 22℃

8) 실내냉방온도 : 26℃, 상대습도 : 60%

9) 실내전열기기 및 조명기기의 사용정도 : 중간수준

10) 지중열교환기 설치 가용대지 면적 : 3,000m^2(주차장)

11) 대지의 토양 상태 : 수분 함량 60%의 점토질

12) 평균지중온도 : 15℃(깊이 15m), 18℃(깊이 100m)

13) 연중 온도 변동 폭 : 10℃

14) 바닥형태 : 슬래브

부록 8. 자문보고서(3) - 풍력 연간에너지생산량 산출

에너지기술연구원 풍력발전연구단

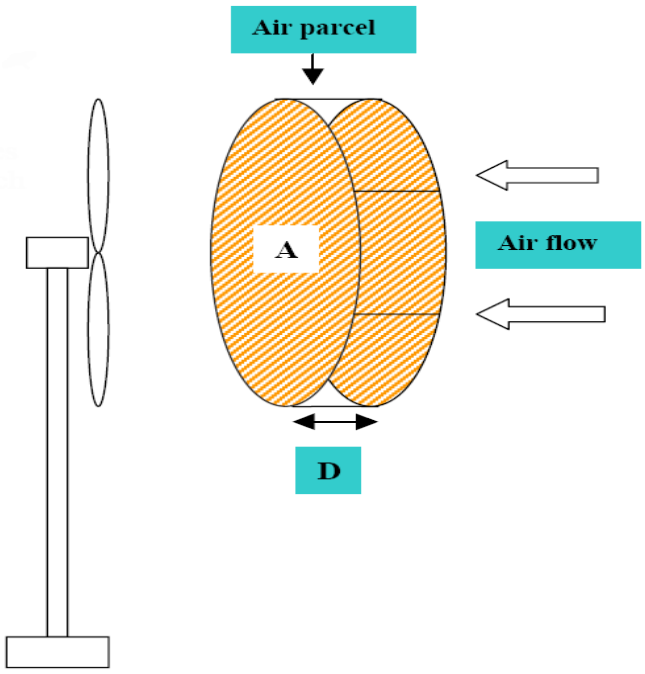
김현구

1. 풍력밀도의 정의

일반적인 수직형 풍력터빈(wind turbine)의 경우, [부록그림 69]와 같이 수직형 풍력터빈 날개면의 투과면적(sweep area)을 A [m^2]라고 하고 풍속을 V [m/s]라고 하면, 일정시간 t [s] 동안 풍력터빈의 날개를 통해 불어가는 바람덩어리의 질량 m [kg]은 다음과 같다. 이때 투과면적은 날개의 회전에 의해 형성되는 회전면의 면적을 말하며 풍속은 이 회전면과 수직을 이루는 바람의 속도성분을 말한다.

$$m = \rho A D = \rho A V t \ \text{[kg]} \tag{1}$$

위 식에서 ρ [kg/m3]는 공기밀도(air density)이다.



[부록그림 69] 수직형 풍력터빈 날개에 작용하는 바람에너지

따라서 수직형 풍력터빈의 날개에 작용하는 바람에너지(wind energy)는 운동에너지(kinetic energy)의 정의로부터 다음과 같이 구할 수 있다. 즉,

$$K.E. = \frac{1}{2} m V^2 = \frac{1}{2} \rho V^3 A t \ \ [\mathrm{N \cdot m}] \tag{2}$$

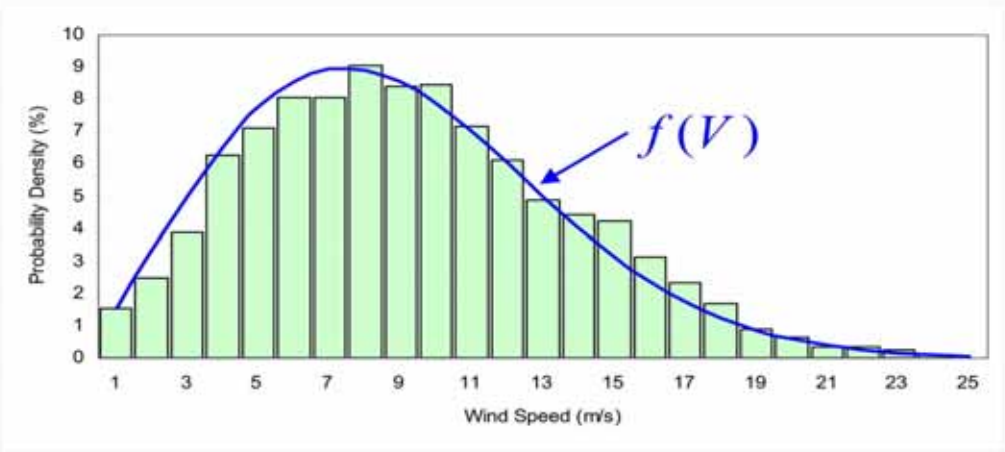
풍력(wind power)은 바람이 단위 시간 동안 하는 일, 즉 바람의 일률이므로 바람에너지를 시간으로 나눔으로써 구해진다. 이때 풍력을 풍력터빈 날개의 투과면적으로 나눈 물리량을 풍력밀도(wind power density)라고 정의한다.

$$P = K.E./t = \frac{1}{2} \rho V^3 A \ \ [\mathrm{W}] \tag{3}$$

$$P/A = \frac{1}{2} \rho V^3 \ \ [\mathrm{W/m^2}] \tag{4}$$

2. 풍속의 발생빈도

바람은 항상 일정한 풍속으로 불지 않으며 시간에 따라 큰 폭으로 변동한다. 풍속의 통계분석을 위하여 풍속 구간별 발생빈도를 그래프로 도시하면 [부록그림 70]과 같으며, 일반적으로 풍속의 발생빈도는 와이블 분포(Weibull distribution)의 형태를 갖는다.



[부록그림 70] 풍속의 등급별 발생빈도 분포도

와이블 분포는 다음 식과 같이 두 개의 변수만으로 그 형상이 결정되는 확률밀도 (probability density) 함수식으로 표현된다.

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}\right] \tag{5}$$

위 식에서 k 는 와이블 분포의 형상을 결정하는 형상계수(shape parameter)이고 c [m/s]는 확률분포의 무게중심에 해당되는 등급계수(scale factor)이다.

확률밀도 함수 $f(V)$ 는 다음과 같은 수학적인 성질을 갖도록 정의된다. 즉,

$$\int_0^\infty f(V)\,dV = 1 \tag{6}$$

따라서 정의에 의해 평균풍속 $\overline{V}$ 는 다음과 같이 계산된다. 참고로 Γ 는 감마함수(Gamma function)이다. 한 가지 지적할 것은, 식 (7)에서 알 수 있듯이 특정 평균풍속에 대응되는 와이블 계수는 유일하지 않으며 다양한 조합이 가능하다는 것이다. 이는 평균풍속이 풍력자원을 대표하는 물성치가 아님을 의미하며, 따라서 풍력자원을 언급함에 있어서 평균풍속이 아닌 와이블 형상계수와 등급계수로 설명하여야 한다.

$$\overline{V} = \int_0^\infty V f(V)\,dV = c \cdot \Gamma\left[1 + \frac{1}{k}\right] \tag{7}$$

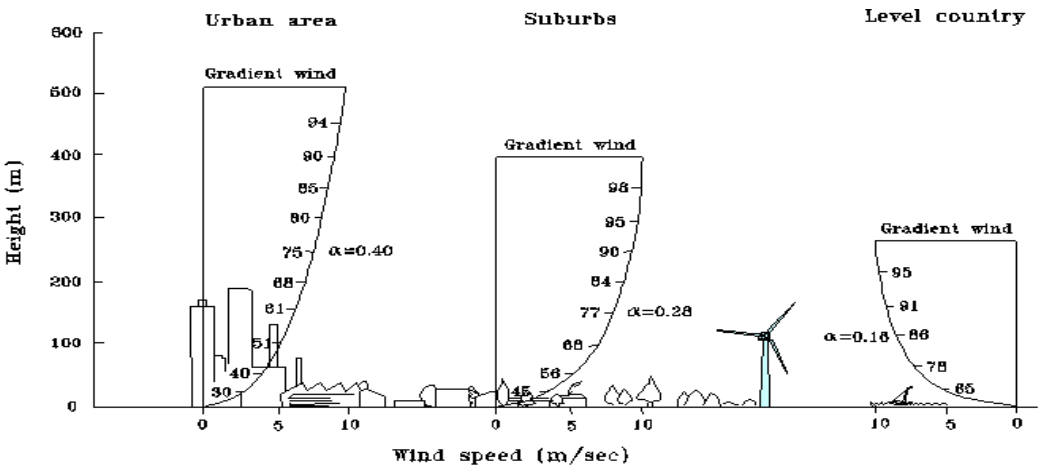
일정한 풍속이 유지되는 경우의 풍력밀도는 식 (4)로부터 계산할 수 있지만, 풍속분포를 갖는 실제 바람의 풍력밀도는 다음과 같이 계산된다.

$$P/A = \frac{1}{2}\rho\int_0^\infty V^3 f(V)\,dV = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left[1+\frac{3}{k}\right] \qquad (8)$$

이와 같이 풍속의 발생빈도를 와이블 분포식으로 표현하게 되면 평균풍속과 풍력밀도를 형상계수와 등급계수의 함수식으로 주어지는 이론식을 이용하여 간편하게 계산할 수 있다.

3. 풍속의 연직구조

지표면으로부터 200m ~ 2km 상공에는 기압차에 의해서 유도되는 지균풍(geostropic wind)이 불고 있으나 지표면으로 내려올수록 지형・지물에 의해 마찰력이 커지게 되어 상대적으로 풍속은 감소하여 지표면에서의 풍속은 0이 된다. 이러한 풍속의 연직구조를 대기경계층(atmospheric boundary layer)이라고 하며, [부록그림 71]은 지표면의 거칠기(roughness) 조건에 따른 대기경계층 형상의 변화를 도시한 그림이다. 즉, 바다 또는 평활한 초원과 같이 지표면에 거칠기 요소가 없는 조건에서는 지표면으로부터 풍속이 지균풍과 같아지는 높이로 정의되는 대기경계층의 두께가 얇지만 고층건물과 구조물에 의한 저항이 크게 작용하는 도시에서는 대기경계층의 두께가 증가함을 설명하고 있다. 또한 대기경계층은 지형・지물과 지면거칠기 뿐만 아니라 대기안정도(atmospheric stability) 등에 따라서도 그 연직분포의 형태가 큰 폭으로 변화한다.



[부록그림 71] 지표면 거칠기에 따른 풍속의 연직구조

대기경계층은 난류경계층(turbulent boundary layer)의 일종으로 풍속의 연직분포는 로그법칙(logarithmic-law) 또는 지수법칙(power-law)으로 근사할 수 있으나 공학적인 용도로는 주로 활용이 간편한 다음의 지수분포식이 사용된다.

지수분포식은 지면거칠기 및 대기안정도의 영향을 풍속분포지수(wind profile exponent) 하나로 표현할 수 있기 때문에 공학적 활용이 간편하다는 장점이 있다.

$$\frac{V(z_2)}{V(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^{\alpha} \tag{9}$$

위 식에서 α 는 풍속 연직분포의 형상을 결정하는 풍속분포지수(wind profile exponent)이며 지면거칠기와 기온분포에 의한 대기안정도(atmospheric stability) 등에 따라 변화하는 값이다.

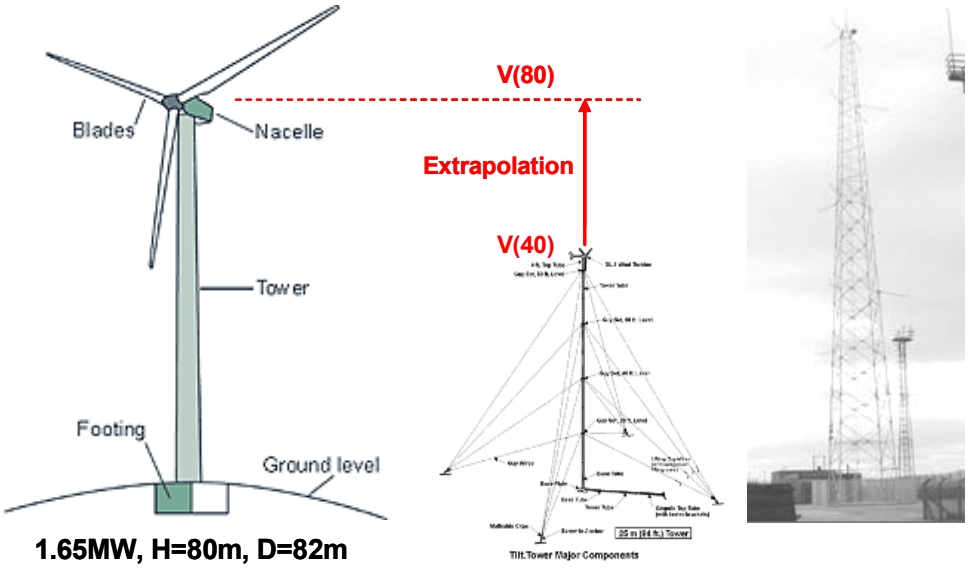
로그분포식은 중립상태일 경우 표면층에서 전단응력은 균일하다는 가정에 의해 도출된 난류경계층의 로그법칙에, 상사법칙에 의해 유도된 대기안정도 식을 포함시켜 다음과 같이 표현된다. 참고로 로그식을 이용하기 위해서는 먼저 지면거칠기 z_o 와 대기안정도의 척도인 Monin-Obukhov 길이 L 이 산출되어야 한다.

$$V(z) = \frac{u_*}{\kappa}\left[\ln\frac{z}{z_o} - \psi\left(\frac{z}{L}\right)\right] \tag{10}$$

4. 풍속의 외삽계산

최근 풍력발전기의 대형화에 따라 회전자(rotor)의 직경 증가와 함께 풍력터빈이 고층화되고 있다. 현재 국내 풍력자원 측정에 사용되는 기상탑(met-mast)의 평균 측정높이는 약 40m로 대형 풍력발전기 허브(hub) 높이의 절반 수준이다. [부록그림 72]와 같이 한국에너지

기술연구원의 제주도 월정 신재생에너지단지에 100m 자주형 기상탑이 설치된 경우도 있으나 현실적으로 여러 가지 설치 상의 제약과 진동 등의 오차요인 때문에 기상탑의 설치높이에는 기술적인 한계가 존재하며, 따라서 풍력자원 평가를 위해서는 제한된 높이의 저층 기상탑에서 측정된 풍속을 허브 높이의 고층으로 외삽(extrapolation)하여야 한다.



[부록그림 72] 허브 높이로의 풍속의 외삽계산

일반적으로 기상탑에 두 개 이상의 풍속계를 각기 다른 높이에 설치하여 측정을 실시하고 식 (9)로부터 유도되는 다음의 풍속분포지수식으로부터 α를 산출한 후, 다시 식 (9)를 이용하여 허브 높이에서의 풍속을 외삽계산하게 된다.

$$\alpha = \frac{\ln(V_1 - V_2)}{\ln(z_1 - z_2)} \tag{11}$$

한편 풍력터빈 국제 설계인증인 IEC(International Electrotechnical Commission, 1998)에서는 <부표 119>에 정리된 바와 같이 정상가동 시 모든 풍속등급에 대해 풍속분포지수 α

= 0.20을 제시하고 있으며 그 외 공인인증인 DNV(Det Norske Veritas, 2001)은 대기안정도에 따라 각기 다른 지수값을, 그리고 GL(Germanischer Lloyd)은 0.16을 제안하고 있다. 이렇게 다소 엇갈리는 풍속분포지수에 대한 지침은 풍속분포지수를 정확하게 산정하는 것이 쉽지 않다는 것을 의미하지만 풍력밀도는 식 (3)과 같이 풍속의 세제곱에 비례하기 때문에 풍속 외삽계산의 정확도는 풍력자원 평가에 매우 민감한 영향을 미치게 된다(김현구[34] 등, 2005; 윤정은[35] 등, 2005).

<부표 119> 풍력터빈 외부설계조건 지침에서의 풍속분포지수

	IEC	DNV	GL
Wind shear exponents for normal operating conditions	α =0.2 For all wind speed classes	Unstable α =0.16 Neutral α =0.22 Stable α =0.35	α =0.16 For wind class I and II sites
Wind shear exponents for extreme events	Equivalent to shear exponent α =1.13 in steady flow	Discussed but no firm recommendation	Equivalent to shear exponent α =0.55 in steady flow

5. 풍속의 장기상관

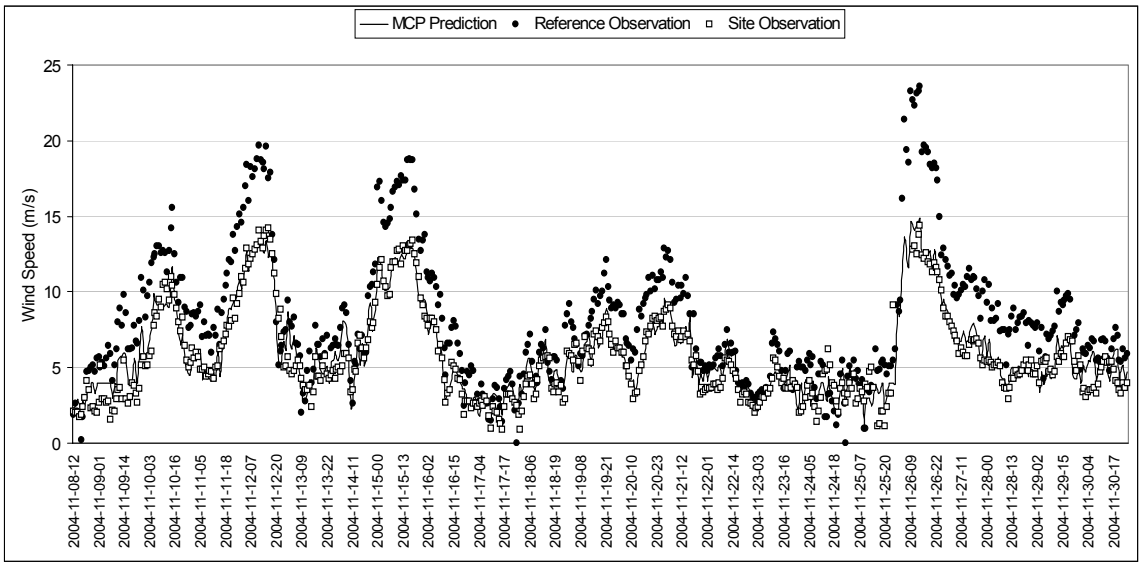
풍력자원 평가를 위해 기상탑을 설치하여 측정을 실시하는 경우, 풍력발전 타당성 평가를 위한 최소 측정기간은 1년이다. 그런데 1년간의 측정결과는 풍력발전단지의 운영수명인 20년에 비하여 매우 짧은 기간일 뿐 아니라 기상변화는 연간으로도 큰 폭으로 발생하기 때문에 정확한 풍력자원의 산출을 위해서는 장기상관(long-term correlation)이 반드시 필요하다.

장기상관은 기상탑 인근에 있는 기상관측소의 장기간 기상자료와 기상탑에서 관측된 단기간 기상자료의 기상학적 상관성을 파악하여 단기간 분석결과를 장기간으로 보정하는 것을 말하며, 측정-상관-예측(MCP; Measure-Correlate-Predict)이라는 방법을 사용하게 된다.

34) 김현구, 윤정은, 경남호, 이영섭 (2005) 지역별 풍속전단 형태분석에 관한 연구, 한국대기환경학회 추계학술대회, 울산대학교.

35) 윤정은, 김현구, 경남호 (2005) 대기안정도를 고려한 풍속외삽에 관한 연구, 한국풍력에너지학회 2005년도 학술대회, 전북대학교.

김현구(2005)[36]는 선형 MCP(Walmsley & Bagg, 1978)과 행렬 MCP(Woods & Watson, 1997) 그리고 결합확률(joint probability) MCP(Garcia-Rojo, 2004)의 적용연구를 통하여 대부분의 상용 풍력자원 분석프로그램에서 채택하고 있는 선형 MCP에 비하여 행렬 MCP 및 결합확률 MCP의 예측정확도가 우수함을 보인바 있다. 일례로 [부록그림 73]은 MCP에 의해 고산 기상관측소 기상자료로부터 예측한 월령단지의 풍속과 실제 측정된 풍속을 비교한 그래프이다.



[부록그림 73] 고산 기상자료를 이용한 월령단지 풍속의 MCP 예측결과

6. 연간에너지생산량의 계산

풍력터빈을 설치할 지점에서의 연간에너지생산량을 계산하기 위하여 필요한 정보는 설치지점에서의 풍속자료와 선정된 풍력터빈의 출력곡선(power curve)이다.

풍속자료는 풍력터빈 허브높이에서의 풍속자료를 말하며, 전술한 바와 같이 직접 1년 이

36) 김현구 (2005) 포항지역 풍속전단 형태분석 및 측정-상관-예측법의 응용, 한국신재생에너지학회지, Vol. 1, No. 2, pp. 26-33.

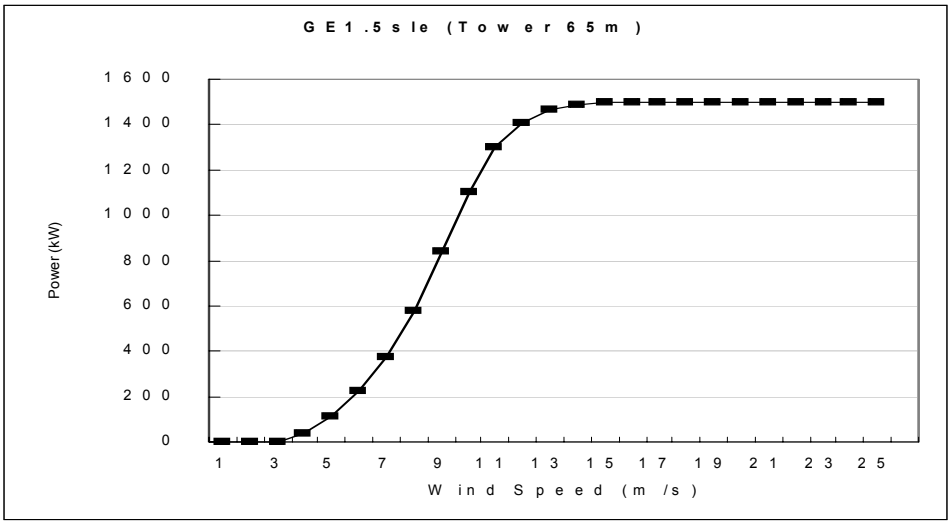
상 현장실측을 실시하고 풍속외삽 및 장기상관을 거쳐 풍속통계를 구하기도 하고 인근의 가용한 기상관측자료로부터 지형·지물의 영향을 유동모델 등을 이용하여 보정한 후 사용하기도 한다. 이때 풍력(wind power)은 풍속(wind speed)의 세제곱에 비례하므로 얼마나 정확하게 허브 높이에서의 풍속을 산출하는 가에 따라 이후 경제성 분석의 정확도가 결정된다. 최종적으로는 허브 높이에서의 풍속분포를 대표하는 와이블 등급계수와 형상계수를 구하여야 한다.

출력곡선은 회전자에 수직으로 작용하는 풍속과 그때의 출력, 즉 전력생산량 간의 관계를 나타내는 곡선으로, 풍력터빈 기종별로 제작사에서 제공하고 있지만 설치지점의 풍황조건 및 운전조건, 그리고 가동연수 등에 따라 성능저하가 일어나므로 정확한 출력곡선은 성능평가를 통해 보정(calibration)하여야 한다. 참고로 동일한 정격용량의 풍력터빈이라고 하더라도 출력곡선은 동일하지 않으므로 기종선정에 따라 연간에너지생산량도 큰 폭으로 차이가 날 수 있다.

풍력터빈에 의한 이론출력 P_W[kW]은 풍력터빈 허브 높이에서의 확률밀도 함수 $f(V)$에 풍력터빈의 출력곡선 p_W[kW]를 적용하여 다음과 같이 계산된다.

$$P_W = \int_{V_{in}}^{V_{out}} p_W(V) \cdot f(V)\, dV \qquad (12)$$

식 (12)에 의한 연간에너지생산량의 계산 과정을 설명하기 위하여 다음과 같은 정보를 가정하기로 한다. 즉, 설치지점의 지면고도 65m 높이에서 풍속분포는 C = 7.5m/s, k = 1.8 인 것으로 통계분석 되었고 풍력터빈은 허브 높이 65m이고 정격용량 1.5MW인 GE1.5sle 모델을 선정하였다고 가정한다. 이때 선정된 풍력터빈의 출력곡선은 [부록그림 74]와 같은데, 이는 성능평가를 통하여 보정되었으며 설치지점의 고도 및 기온변화를 고려하여 밀도(air density) 보정이 된 상태라고 가정한다. [부록그림 74]의 출력곡선에 따르면 이 풍력터빈의 Cut-in 풍속(V_{in})은 4m/s이며 Cut-out 풍속(V_{out})은 24m/s 이다.



[부록그림 74] 풍력터빈의 출력곡선(GE1.5sle)

식 (12)를 출력곡선의 풍속구간별로 적용하면 다음의 <부표 120>과 같이 엑셀(Excel)을 이용하여 계산할 수 있다. 참고로 풍속 발생빈도는 엑셀의 와이블 함수를 이용하여 다음과 같이 구할 수 있다. 첫 번째 인수는 풍속 셀의 주소이고 두 번째와 세 번째는 각각 와이블 등급계수 k 와 형상계수 C 이다.

$$= \text{WEIBULL(A2, 1.8, 7.5, FALSE)} \qquad (13)$$

<부표 120> 엑셀에 의한 연간에너지생산량 계산 예

풍속 (m/s)	발생빈도 (%)	출력 (kW)	에너지생산량 (kWh)
1	4.66	0	0.00
2	7.60	0	0.00
3	9.51	0	0.00
4	10.51	36.8	3.87
5	10.72	115	12.32
6	10.28	223.8	23.01
7	9.39	373.6	35.08
8	8.22	575.9	47.34
9	6.93	839.5	58.15
10	5.64	1100.9	62.09
11	4.45	1302.4	57.90
12	3.40	1408.5	47.89
13	2.53	1465.1	37.01
14	1.83	1488.3	27.17
15	1.28	1499.9	19.27
16	0.88	1500	13.21
17	0.59	1500	8.83
18	0.38	1500	5.76
19	0.24	1500	3.67
20	0.15	1500	2.28
21	0.09	1500	1.39
22	0.06	1500	0.83
23	0.03	1500	0.48
24	0.02	1500	0.27
25	0.01	1500	0.15
26	0.01	0	0.00
합계			467.98

풍력터빈의 연간에너지생산량(AEP; Annual Energy Production) E_W [kWh]는 다음과 같이 이론출력에 8760시간(365일 x 24시간)을 곱하고 여러 가지 손실률 및 불확도를 적용하여 다음과 같이 산출된다.

$$E_W = 8760 \cdot P_W \cdot (1-\lambda_1) \cdot (1-\lambda_2) \cdot \ldots \cdot (1-\lambda_n) \qquad (14)$$

위 식에서, 예를 들어 λ_1 은 풍상부 풍력터빈에 의한 후류손실(wake loss), λ_2 는 설비보수

등으로 인한 정지손실, λ_3 는 풍력터빈 기동시 손실, λ_4 는 배전망까지의 송전손실이며 기타 복합적인 오차요인에 의한 손실로 불확도 λ_n 을 고려하여야 한다.

여기에서는 풍력터빈의 후류손실은 3%, 가동율(availability)를 95% 일때의 정지손실 5%, 기타 요인에 의한 불확도를 10%로 가정한다면, 연간에너지생산량은 다음과 같이 계산된다.

$$E_W = 8760 \text{ x } 467.98 \text{ x } (1\text{-}0.03) \text{ x } (1\text{-}0.05) \text{ x } (1\text{-}0.1) \tag{15}$$

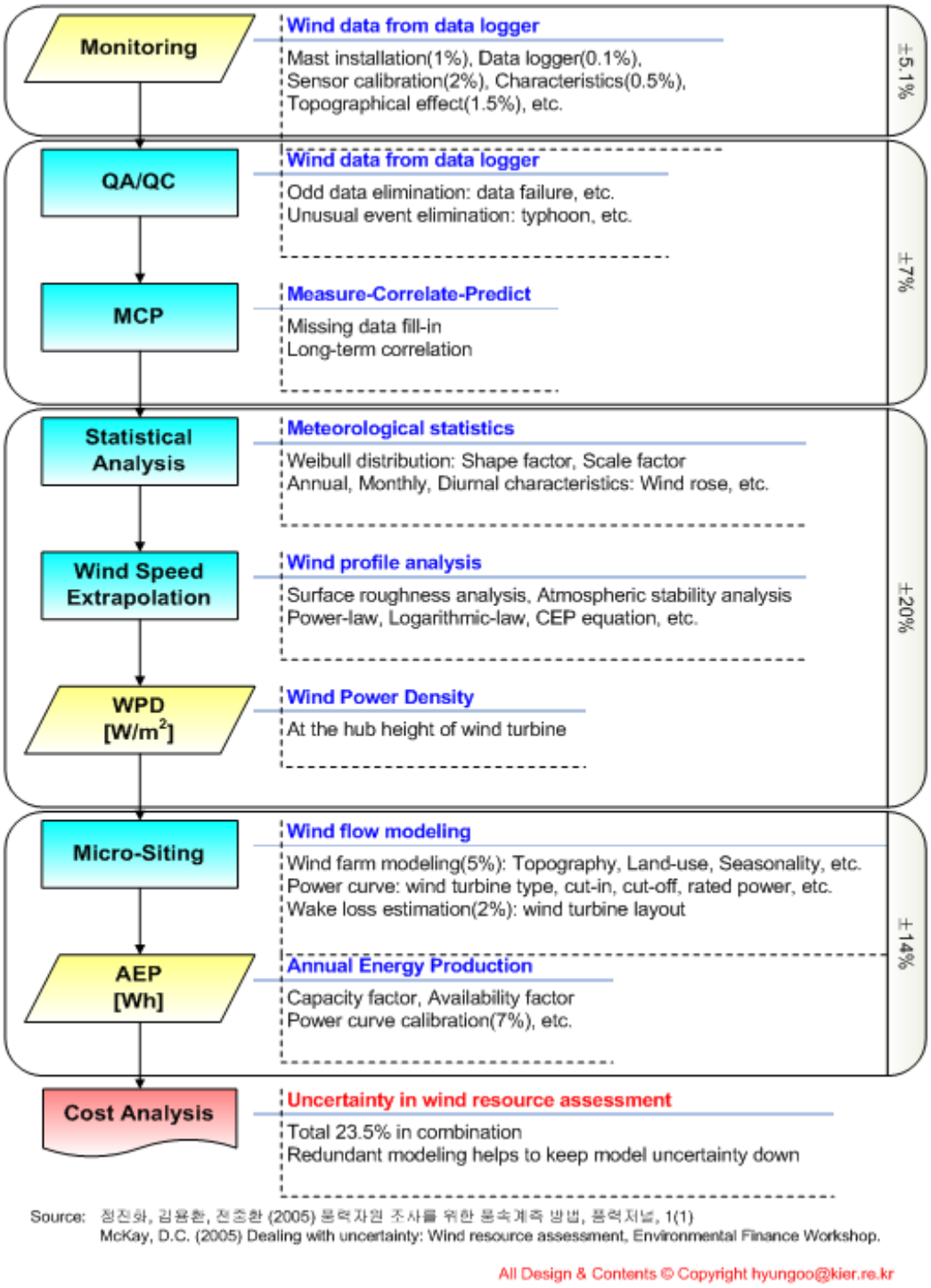
$$= 3.40 \text{ x } 106 \text{ [kWh]} = 3.40 \text{ [GWh]}$$

이 경우의 용량계수(capacity factor)는 다음과 같이 계산된다.

$$C_f = \frac{E_W}{P_C \cdot 8760} \times 100 = \frac{3400}{1.5 \times 8760} \times 100 = 22.88 \text{ [\%]} \tag{16}$$

7. 풍력자원 평가의 불확도

[부록그림 75]는 풍력자원 평가를 위한 풍력자원 측정 및 분석의 순서도로, 각 단계별 불확도를 명시하였다. 풍력자원 측정 단계에서는 기상탑의 설치 및 데이터로거, 계기오차 및 계기보정 오차에 의한 불확도가 최대 5.1%로 추정되며 MCP에 의한 장기상관을 포함한 측정자료의 전처리 단계에서는 최대 7%의 불확도가 포함될 수 있다. 기상자료를 전처리한 후 기상통계분석 단계에서로 들어가는데 이때 풍속의 외삽계산에 의한 오차가 최대 20%로 가장 큰 불확도를 차지한다. 풍력단지 모델링 단계에서는 기상측정자료를 입력조건으로 하여 유동모델을 이용, 풍력터빈의 배치에 따른 후류손실과 각 풍력터빈별 연간에너지생산량을 산출하는데 이 단계에서의 불확도는 14%이다. 풍력자원 평가 전과정에서의 합산 불확도는 최대 23.5% 수준이 되는데, 이러한 불확도를 최소화하여야 비용분석(cost analysis)의 신뢰성을 확보할 수 있다.



[부록그림 75] 풍력자원 평가의 불확도

부록 9. 자문보고서(4)- 태양에너지

한국에너지기술연구원

강 용 혁

1. 검토 의견

1. 태양에너지 시스템(태양광, 태양열) 경제성분석에 있어서 제일 중요한 자료는 일사량 데이터를 포함한 기후데이터입니다.
   - 여기서는 통상의 Typical mean year(TMY) 의 일사량을 이용한 에너지생산량 계산 방식대신 과거 일사량의 시간대별 자료를 통해 통계적 처리를 거쳐 에너지생산량을 평균, 상, 하한 등으로 구분하고 (95% 신뢰구간), 이에 따른 경제성 평가결과도 함께 평균, 상, 하한의 boundary를 구하였습니다.
   - 그러나 사용자가 방대한 계속 업데이트되는 기상청자료를 탑재해야하는 문제를 안고 있습니다. 보다 간편한 방법이 제시되거나, 처리방법이 있어야 할 것 같습니다.
   - 설비학회 기후데이터, 연구원에서 TRNSYS, DOE2 등을 수행하기 위해 기상청 자료를 정리한 TMY 파일 등이 있는 것으로 압니다. 국내에서 사용되는 모든 자료의 종합 비교분석을 통한 표준화가 필요하다고 생각됩니다.
   - 최근까지 에기원에서는 신재생에너지 자원조사 및 활용시스템 구축 연구를 진행하고 있어 통합된 자료를 제공할 수 있을 것으로 사료되며, 정리된 태양에너지 자원량 산정 자료를 참고자료로 보내드립니다. (첨부 1) 물론 타 분야(풍력,바이오, 소수력 등)의 자료도 확보하고 있습니다.
2. 태양광 발전시스템 경제성분석 방법
   - 태양광 발전의 특징, 원리, 구성, 동향 등 일반 소개자료의 정리가 잘 되어 있습니다.
   - 경제성분석을 하기 위해 최초 집광량 계산의 오차를 줄여야 하는 데, 즉 유효면적 산정의 기준, 각 지역별 월별 대기 오염계수 및 태양전지 표면의 오염도 등을 어떻게 고려하여 표준화할 것인가 등에 대한 고려도 필요할 것입니다.
3. 태양열 시스템 경제성 분석
   - 태양열이용 시스템에 대한 소개(특징, 구성, 동향 등)가 보완되었으면 합니다.
   - 태양열이용 시스템에 대한 소개 자료를 참고로 보내드립니다.(첨부 2)
   - 용어의 일관성도 한번 검토 바랍니다.

- 태양열온수급탕시스템, 태양열난방시스템.....
- 유창형, 무창형....

◦ 집열기 형태, 시스템 구성형태에 대한 모드에 대해서는 KS나 인증기준에서 정의되는 분류를 참고하시기 바랍니다.(첨부 3)

◦ 경제성분석을 하기 위해 태양광발전에서와 같이 최초 집열량 계산의 오차를 줄여야 하는 데, 즉 집열기의 유효면적 산정의 기준, 각 지역별 월별 대기 오염계수 및 태양열 집열기 표면의 오염도 등을 어떻게 고려하여 표준화할 것인가 등에 대한 고려도 필요할 것입니다.

4. 관련 용어 정리

◦ 보고서에서 사용되는 용어의 통일 및 설명이 보강되었으면 합니다.

◦ SO 용어집, 신재생에너지 센터 용어정리집 등을 참조 바랍니다.

2. [첨부 1] 태양에너지 자원 현황

2.1. 태양에너지 자원 개요

태양에너지는 무한하다. 지구가 태양으로부터 받는 에너지는 우리가 상상할 수 없는 정도로 막대한 양이며, 이것은 태양이 존재하는 한 유지된다(약 50억년). 지구의 대기권에서 받는 에너지량은 2.4 x 1015 kcal/min, 또는 1.7 x 1014 kW으로 이중 약 35%는 대기권에서 반사되고, 18%는 대기권에서 흡수되고 바람을 일으키며, 47% 정도가 지구에 도달한다. 일년간 지구에서 받는 이 에너지량은 연간 세계에너지 소비량의 약 20,000배이며, 지구가 태양으로부터 1～2주 동안 받는 에너지가 지구상에 매장된 전체의 화석연료에 상당하다.

국내 연평균 1일 수평면 전일사량은 3,079kcal/m2로 그 결과 남한면적(통계청자료 99,143km2)의 태양에너지자원 부존량은 1.11×1017kcal/년로 년간 111억toe의 석유에너지에 해당되며 태양에너지자원의 년간 가용량은 국토면적 중 임야와 하천면적 등을 제외한 사람이 살 수 있는 거주지면적(30,870km2)으로 계산하여 부존량 1.11×1017kcal/년의 31.5%(35억toe)로 추정하고 있다.

또한 태양전지는 최적설치 경사면 33도를 기준으로 계산하면 대략 3,432kcal/m2로 전국토의 거주지면적에 태양광발전 가능시간대에 입사되는 에너지는 약 39억 toe/년에 달하고 있으나 태양광발전시스템 효율 10%를 감안하면 약 3.9억 toe/년에 해당하며 발전량으로는 약 156만 GWh/년에 달한다.

2.2. 국내 태양에너지 자원량

<부표 121> 국내 태양에너지 자원량 (단위 : 천toe/년)

구분	확인 잠재량 (자원 잠재량)	가용자원량 (이용가능량)	비고
태양열	11,100,000	3,500,000	
태양전지		390,000	발전량: (156만GWh/년)

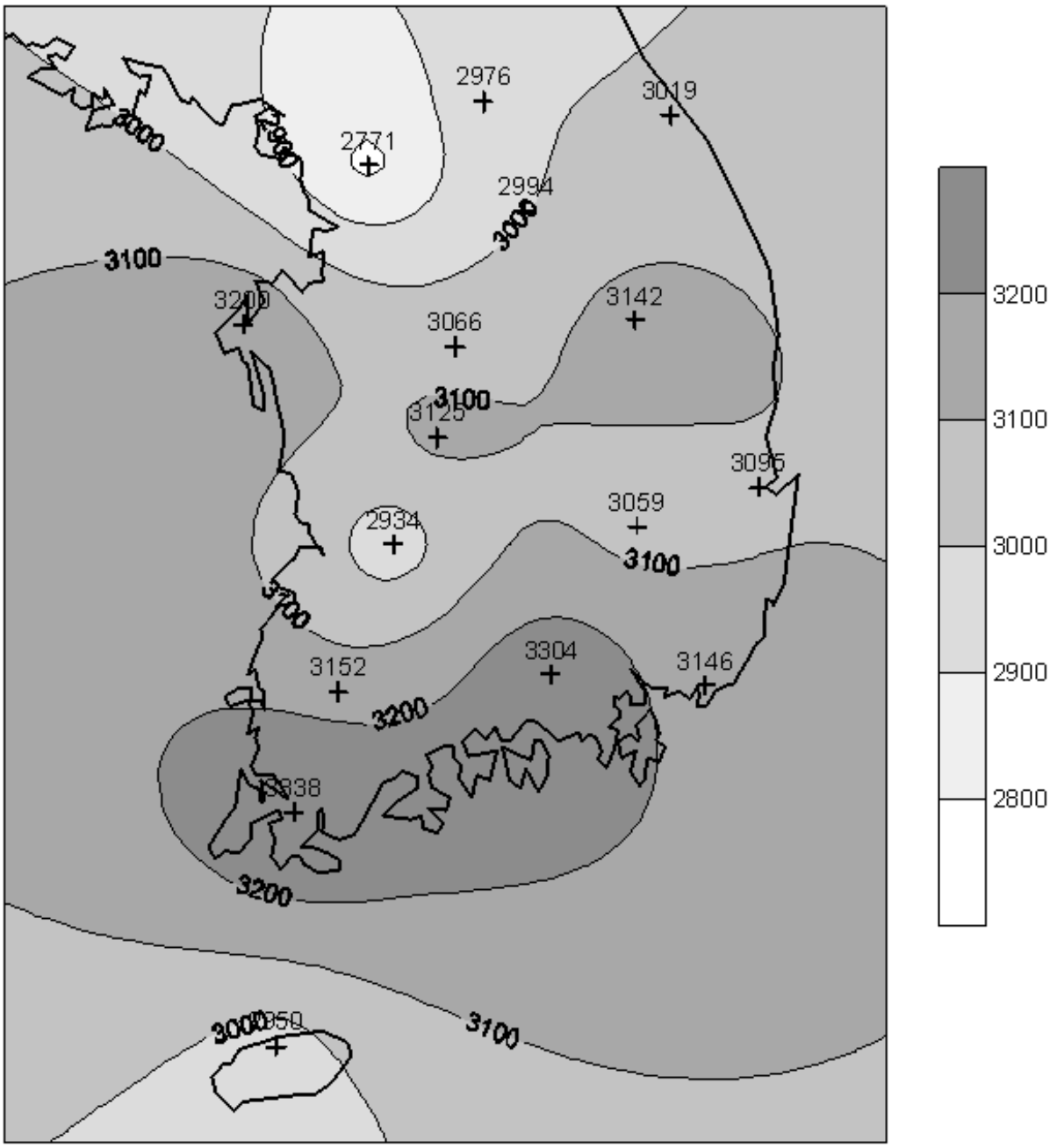
* 태양전지, 풍력, 소수력의 경우 에너지관리공단의 변환계수 사용 : 1toe = 4~ 4.3MWh
이 경우 전력변환 효율, 혹은 사용효율을 고려치 않은 순수 자연에너지 자원량을 표시
(참고 : 과학기술 용어 사전에 의한 변환계수 : 1toe = 11.63MWh, 일사량 1Wh/m2 = 0.86Kcal/m2)

<부표 122> 우리나라 주요지역의 월별 1일 평균 수평면 전일사량(1982~2004)

(단위:kcal/m2/일)

지역명	월 별												연평균
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
춘 천	1759	2415	3112	3921	4260	4179	3465	3590	3224	2540	1738	1510	2976
강 릉	2042	2575	3153	3967	4271	3883	3453	3250	3081	2719	2014	1815	3019
서 울	1699	2366	2986	3760	3988	3723	2820	3064	3055	2606	1730	1458	2771
원 주	1802	2438	3071	3921	4228	4095	3417	3543	3252	2724	1846	1593	2994
서 산	1973	2694	3371	4171	4535	4295	3522	3736	3503	2955	1950	1693	3200
청 주	1897	2588	3144	3989	4344	4067	3528	3542	3298	2825	1924	1645	3066
대 전	1942	2644	3288	4142	4300	3977	3612	3646	3290	2894	2014	1747	3125
포 항	2102	2682	3175	4029	4321	3957	3500	3460	2988	2782	2200	1947	3095
대 구	2006	2587	3255	4008	4266	3952	3514	3387	3058	2778	2064	1835	3059
전 주	1795	2388	3015	3875	4107	3829	3378	3391	3154	2793	1892	1591	2934
광 주	1987	2637	3295	4078	4310	3930	3569	3692	3414	3036	2108	1766	3152
부 산	2200	2766	3198	3872	4170	3898	3636	3691	3107	2926	2276	2007	3146
목 포	2005	2685	3438	4277	4551	4232	3886	4186	3605	3194	2219	1776	3338
제 주	1251	2004	2818	3808	4227	3983	4205	3859	3212	2834	1901	1302	2950
진 주	2346	2936	3492	4174	4371	3948	3723	3718	3332	3108	2371	2134	3304
영 주	1988	2584	3300	4126	4478	4144	3555	3551	3321	2838	2033	1780	3142
평 균	1925	2562	3194	4007	4295	4006	3549	3582	3243	2847	2018	1725	3079

2.3. 국내 태양에너지자원 분포도



[부록그림 76] 전국 연평균 1일 수평면 전일사량 자원분포도 (kcal/m2/일. 1982 - 2004)

2.4. 국내·외의 연평균 1일 수평면 전일사량의 비교

<부표 123> 국내외 연평균 1일 수평면 전일사량의 비교

(단위 : kcal/m2/day)

계절 / 국가		봄	여 름	가 을	겨 울	연평균	증감
한 국		3,822	3,709	2,694	2,057	3,070 (A)	
/A		1.24	1.21	0.88	0.67	1.00	
일본중부		3,691	4,105	2,578	1,921	3,052 (B)	B/A=0.99
/B		1.21	1.32	0.84	0.63	1.00	
미 국	동 부	3,919	5,101	2,630	1,380	3,258 (C)	C/A=1.06
	/C	1.20	1.57	0.81	0.42	1.00	
	서 부	5,917	5,936	3,782	2,760	4,599 (D)	D/A=1.50
	/D	1.29	1.29	0.82	0.60	1.00	
	남 부	5,930	6,830	4,530	3,220	5,128 (E)	E/A=1.67
	/E	1.16	1.47	0.84	0.54	1.00	
	북 부	4,763	5,290	2,743	1,867	3,666 (F)	F/A=1.19
	/F	1.30	1.44	0.75	0.51	1.00	
	중 부	4,223	5,380	3,067	1,933	3,651 (G)	G/A=1.19
	/G	1.16	1.47	0.84	0.54	1.00	
콩 고 (Yangami)		4,773	3,700	4,137	4,107	4,104 (H)	H/A=1.34
/H		1.09	0.90	1.01	1.00	1.00	
세 네 갈 (Deker)		6,263	5,160	4,550	4,893	5,217 (I)	I/A=1.70
/I		1.20	0.99	0.87	0.94	1.00	
인 도 (Calcutta)		7,553	8,110	6,087	5,500	6,813 (J)	J/A=2.22
/J		1.11	1.19	0.89	0.81	1.00	
벨 지 움 (Brussels)		3,193	4,003	1,617	703	2,379 (K)	K/A=0.77
/K		1.34	1.68	0.68	0.30	1.00	
스 웨 덴 (Stockholm)		3,253	4,697	1,290	417	2,414 (L)	L/A=0.79
/L		1.35	1.95	0.53	0.17	1.00	

3. [첨부 2] 태양열에너지 현황 및 전망

3.1. 태양열에너지 개요

3.1.1. 태양열 원리

태양으로부터 방사되는 복사에너지가 대기층을 투과하여 지표면에 떨어진 열 및 광 에너지를 모아 필요한 곳에 이용하는 기술로 태양열의 흡수·저장·열변환 등을 통해 온수급탕, 건물의 냉·난방, 산업공정열, 농수산분야, 폐수처리, 열발전 등에 활용한다.

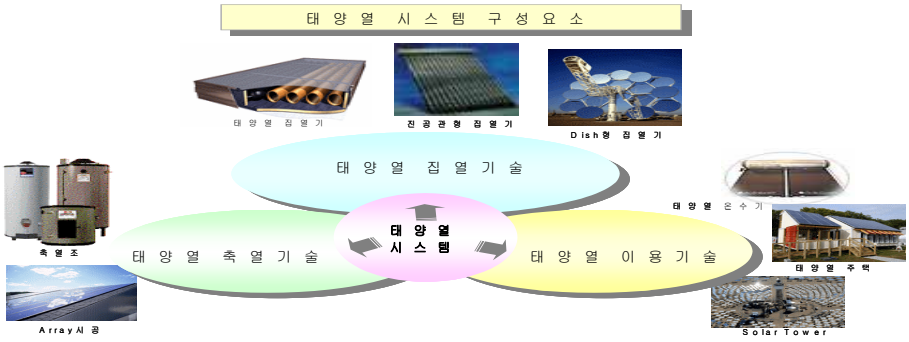
3.1.2. 태양열의 특징

◦ 태양에너지 장단점

<부표 124> 태양에너지 장단점

장 점	단 점
- 무공해, 무한량, 무가격의 청정에너지원 - 기존의 화석에너지에 비해 지역적 편중이 적은 분산형 에너지원 - 지구온난화 대책으로 탄산가스 배출을 저감할 수 있는 재생가능 에너지원	- 고급 에너지이나 에너지 밀도가 낮음. - 에너지 생산이 간헐적임. - 계속적인 수요에 안정적 공급 어려움.

3.1.3. 태양열 구성



[부록그림 77] 태양열 구성

3.1.4. 태양열 종류

태양열 에너지는 집열온도에 따라서 저온분야, 중고온분야로 분류되며, 저온분야는 주로 건물의 냉난방 및 급탕과 대규모 온수급탕 시설이 여기에 포함되며, 중고온분야는 산업공정열 및 열발전과 기타 특수분야에 이용되며 구체적으로 다음과 같다.

<부표 125> 태양열의 종류

구 분	자 연 형	설 비 형		
		저온용	중온용	고온용
활용온도	60℃이하	100℃이하	300℃이하	300℃이상
집 열 부	자연형시스템	평판형집열기	진공관형집열기 PTC형집열기 CPC형집열기	Dish형집열기 Power Tower 태양로
축 열 부	공기, Tromb Wall	저온축열	중온축열	고온축열
적용분야	건물난방,온실	건물난방 및 급탕, 농수산분야	건물냉・난방, 산업공정열, 폐수처리	열발전, 태양화학 우주용

3.2. 국내 기술개발 및 보급 현황

3.2.1. 투자규모

◦ 태양열분야 기술개발 예산은 1988～2004년 16년간 총 180억원(신재생에너지 전체 기술개발 예산의 5.9%수준)

3.2.2. 단계별 추진

◦ 신재생에너지 기술개발 단계별 추진

- 1단계('88～'91년) : 기반구축을 위한 대학 및 연구소 중심의 기초응용 연구
- 2단계('92～'96년) : 실용화 기반 구축 및 기업의 참여 유도로 태양열 온수기 등의 보급이 증진

- 3단계('97～2001년) : 실용화를 위한 산・학・연의 연구가 중점적으로 추진
- 4단계(2002～2011년) : 중장기 기술개발 및 보급 계획 및 목표 확정
  중점분야 기술개발 및 상용화 추진

◦ 집열 및 온수 급탕기술은 상용화 단계로 가정용온수기(약 18만대) 및 골프장, 양어장 등의 급탕시설에 보급중임.

◦ 저온 활용 분야는 한정된 수요처에 보급이 점증되고 있으나 품질향상을 위한 생산, 평가, 대규모시스템 설계기술의 확보가 필요함.

◦ 중고온 활용 분야는 대부분이 보급 초기단계로 진공관형은 상용화되었으나, Dish형, PTC형 집열시스템과 잠열 및 화학축열시스템이 실증 중에 있음

◦ 냉방 및 산업공정열 분야에 대한 상용화 기술이 미흡하고, 발전분야는 국제공동연구단계임.

3.2.3. 국내보급현황

<부표 126> 국내보급현황

(단위: 대수)

구분	~´93	´94	´95	´96	´97	´98	´99	´00	´01	´02	´03	´04	계
가정용	19,657	7,796	16,106	41,149	77,226	12,012	4,833	5,924	1,206	826	735	880	188,350
골프장	66	3	6	6	11	11	-	-	-	-	1	-	104
양어장	16	3	5	5	5	10	-	4	-	-	4	1	53
지중난방	-	-	-	9	71	40	31	23	5	-	1	-	180
기타시설	2,462	6	1	9	28	49	18	19	17	48	60	87	2,804
합 계	22,210	7,808	16,118	41,178	77,341	12,122	4,882	5,970	1,228	874	801	968	191,491

주) 기타시설은 목욕탕, 여관, 기숙사, 공장 등에 설치된 급탕시설임.

3.3. 외국 기술개발 및 보급 동향

3.3.1. 기술개발 동향

태양열 이용기술 개발은 저온분야의 경우 첨단소재 개발을 통한 고효율, 저가화에 집중하고 있으며, 최근에는 중고온분야의 태양열발전, 태양열 화학시스템의 응용 개발에 많은 연구 투자가 이루어지고 있음.

◦ 미 국

- 미국 DOE를 중심으로 건물용의 Solar Building Technology와 태양열 발전을 전담하는 Solar Thermal Energy System으로 구분하여 추진
- 미국의 경우 '70년대 저온 분야(집열기, 온수기, 자연형시스템) 개발, '80년대 자연형 건물과 중고온 분야에 연구 투자, '90년대 이후 중고온분야중 태양열집광형 발전분야에 집중적으로 연구 투자
- 태양열 발전 및 산업 이용기술의 상업화 (365MW) : 10MW Solar Tower Power, 25Kw Dish Engine , Hybrid PTC Plant, 산업공정열, 유독성폐기물
- 태양열 건물 통합프로그램 개발 : Loan-Star Project, 120만호 적용

◦ 일 본

- 일본 NEDO를 중심으로 이루어지고 있으며, New Sunshine 계획에 따라 대규모 설비형 태양열시스템 등이 중점 개발 보급되고 있음.
- 태양열 온수기, 상변화형, 진공관형 집열기 실용화 : 년10만대 규모 생산보급 (약 500만기보급)
- 태양열 냉난방 흡수식시스템 (3RT)개발완료 실용화
- 태양화학열펌프 개발(250～300℃)
- 대규모 산업용 시스템 개발 : New Sunshine 계획

◦ 유 럽 (EC)

- 유럽의 기술개발 및 보급의 핵심은 태양열 난방 및 온수기, 자연형 태양열 등이고, 수출을 목적으로 한 태양열 발전 등의 개발이 지속적으로 추진중임.
- 1977년부터 IEA SHC를 통해 총 18개의 태양열 건물 냉난방 관련 Task가 수행완료 되었으며, 현재 10개의 Task가 수행 중에 있으며, 신규 2개 Task가 구성 중에 있음.
- 태양열 건물이용 Program : JOULE (설비형, 자연형시스템) , THERMIE (대형건물, 집단주택의 냉난방)
- 진공관형 집열기 개발 : 상업화(Thermomax, Daimler-Benz Aerospace)
- 태양열 발전 실용화 : IEA SolarPACES Program, 7.5㎾ Dish형 개발, 태양화학공정 (폐수, 유독성폐기물처리)

◦ 호 주

- 태양열온수기 상업화 : 주요 수출 품목, 년 10만대 이상 규모 생산
- 태양열 발전 실용화 : PTC, 50Kw Big Dish 운전

◦ 중 국

- 막대한 자국 시장수요에 맞춰 국가개발계획 수립(2006-2010, 제11차)
- 발전분야 보급목표 : 2020년 전체 발전의 10%를 신재생에너지로 대체
- 열에너지 보급목표 : 2020년까지 400 MTCE 신재생에너지 연료 및 열공급

3.3.2. 보급 현황

◦ 세계 태양열 에너지 보급현황

- 저온용 태양열 집열기는 세계각국이 생산·보급되고 있으며 미국·일본·호주 등에서 많이 보급
- 중·고온용 집열기는 미국과 일본에서 생산·보급되고 있으며, 특히 미국에서는 고온용 집열기도 보급

<부표 127> 주요 선진국의 태양열 집열기 연간 생산현황

(단위: ㎡)

국 가 별		독일	그리스	오스트리아	네덜란드	미국	(중국)
년도	2000	420,000	160,000	141,000	30,000	38,460	5,000,000
	누계	2,290,000	2,645,000	1,476,000	146,000	750,000	10,000,000

자료: Renewable Energy World(2001.7),DOE Annual Report(1999)

◦ 미국의 태양열 발전 보급계획

- 미국에서는 태양열발전 기술을 저가화하여 2020년에는 발전단가를 5¢/kWh로 하여 20백만MW보급 추진

<부표 128> 태양열 발전단가 전망

구 분	1997	2010	2020
태양열발전보급(MW)	365	5,000	20,000
태양열발전단가(¢/kWh)	17	-	5

3.3.3. 국내외 기술수준

- 평판형집열기는 물론 진공관형, 상변화형집열기 및 복합형집열기의 개발이 되어 상용화 단계임.
- 저온 활용 분야는 대규모 산업용 및 농수산 분야 온수급탕에 상용화단계임.
- 중고온 활용 분야는 Dish형, PTC형 집광시스템과 중고온축열시스템이 개발되어 산업응용 및 상용화 보급 중에 있음.
- 발전분야는 IEA를 중심으로 OECD국가가 중심으로 대규모 기술개발 투자와 실용화 연구 중에 있음.

4. [첨부 3] 태양열 집열기

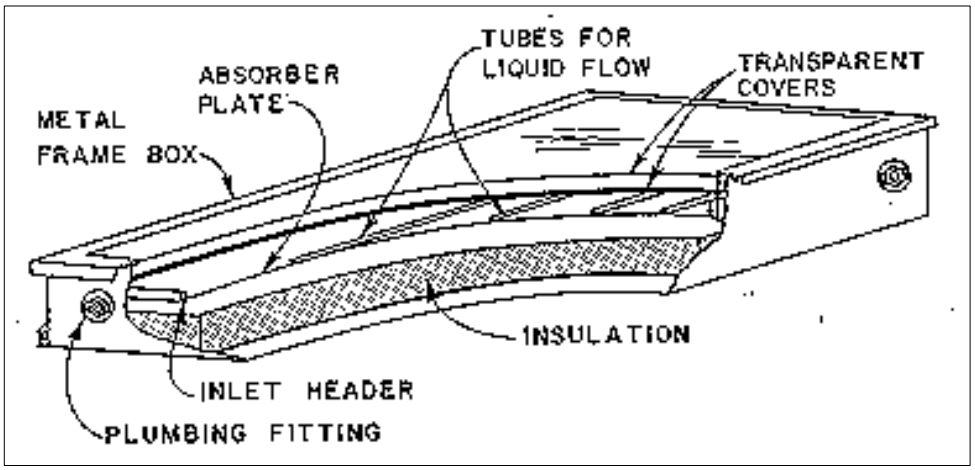
4.1. 평판형 태양열 집열기

평판형 집열기는 집열면이 평면을 이루면서 태양에너지 흡수면적이 태양에너지의 입사면적과 동일한 집열기라 정의하며, 태양열 난방 및 급탕 시스템 등 저온 이용분야에 사용되는 기본적인 태양열 기기이다.

집열기로 입사된 태양 에너지는 흑색으로 도장된 집열판에 열에너지로 대부분 흡수되며, 흡수된 열에너지는 순환되는 열전달 매체에 전달되고 일부는 주위로 손실된다. 열전달 집열매체에 옮겨진 열에너지는 가용 집열량으로 저장되거나 열 부하에 직접 공급된다.

평판형 집열기는 집열 매체의 취득 온도를 외기 온도 이상 100℃이하의 범위로 보며, 이 집열기의 장점은 전 일사량, 즉 직달 및 분산 일사 성분 모두를 아용할 수 있다는 점과 태양광을 추적하지 않아도 된다는 점이다.

평판형 집열기의 필수적인 구성품은 투명 덮개(transparent cover), 집열판(absorber plate), 집열 매체 도관(riser), 단열재(thermal insulation) 및 집열기 외장박스(housing)로 이루어진다.



[부록그림 78] 평판형 태양열집열기 구조

4.2. 규격 및 분류

4.2.1. 규격

<부표 129> 집열기의 규격 (액체식)

집열기 호칭	치 수(*m*)	노출면적(㎡)
1	0.45×1.80	0.81
2	0.90×1.80	1.62
3	1.00×2.00	2.00
4	0.90×2.70	2.43
5	1.20×2.40	2.88
6	1.20×3.00	3.60
7	1.20×3.60	4.32

※ 규정된 치수 이외의 것은 <부표 131>의 노출면적에 근접한 면적에 따라 그 호칭을 부여한다.

4.2.2. 분류

<부표 130> 집열기의 분류

구분	형식	비고
흡열판 제조방식에 따라	판붙임방식	2매의 판을 절곡하여 맛대어 붙여 유로를 형성
	도관접합방식	판에 도관을 용접하여 유로를 형성
	압출재삽입방식	판붙임방식의 유로내부에 이종금속관을 삽입하고 압출하여 유로를 형성
	성형식	
	관형식	

5. [첨부 4] 태양열온수기 규격 및 분류

5.1. 규격

온수기의 규격은 저탕용량에 따르며, 그 대표적인 규격은 <부표 131>과 같다.

<부표 131> 온수기의 호칭 및 규격

온수기 호칭	저탕용량(ℓ)
1	150
2	200
3	250
4	300
5	350
6	400
7	450
8	500
9	550
10	600

※ 규정된 치수 이외의 것은 신청자의 신청에 따른다.

5.2. 온수기 호칭

온수기 제품의 호칭은 <부표 132>와 같이 7부분으로 구성되며, 각 부분은 "-"로 구분한다.

<부표 132> 가정용 태양열 온수기 호칭

특성	구 분		
	a	b	c
1	평판형 집열기(Pl)	진공관 집열기(Ev)	기타 집열기(Ot)
2	태양열 전용방식(So)	보조열원일체형(SoEux)	
3	직접 가열방식(D)	간접 가열방식(InD	
4	개방형(O)	반밀폐형(Oc)	밀폐형(C)
5	일체형(I)	분리형(S)	batch type(B)
6	자연순환식(N)	강제순환식(F)	
7	저탕 용량(ℓ)		
8	유효 집열면적(㎡)		
9	최대작동압력(kg/㎠)		

1) 특성 1(집열부 종류에 따른 분류)

a) 평판형 집열기 : 평판형 집열기를 사용한 온수기

b) 진공관 집열기 : 이중진공관 집열기 또는 집열관을 사용한 온수기

c) 기타 집열기 : 평판형 및 진공관 이외의 집열기를 사용한 온수기

2) 특성 2(보조열원장착 여부에 따른 분류)

a) 태양열 전용 방식 : 온수기내에 보조열원이 전혀 사용되지 않는 온수기

b) 보조열원 일체형 : 보조열원을 결합하여 태양에너지와 함께 사용하는 온수기

3) 특성 3(온수 가열 방식에 따른 분류)

a) 직접가열방식 : 온수가 집열기(또는 집열관)를 통과하면서 가열되는 구조

b) 간접가열방식 : 집열매체가 온수가 아닌 다른 매체를 사용하는 온수기, 이 온수기는 집열매체와 온수간은 열교환기가 있는 구조임

4) 특성 4(축열조, 열교환회로의 개폐에 따른 분류)

a) 개방형 : 축열조가 외기에 개방된 것. 즉 축열조 내압이 대기압과 같게 설계된 구조

b) 반밀폐형 : 열매체회로의 내압이 대기압에 따르고, 축열조는 밀폐된 구조

c) 밀폐형 : 열매체회로 및 축열조가 완전히 밀폐된 구조

5) 특성 5(집열부와 축열조의 연결방식)

a) 일체형 : 집열부와 축열조가 직접연결된 온수기

b) 분리형 : 집열부와 축열부가 분리되어 배관으로 연결된 구조

c) batch 형 : 집열부가 축열조로 이용되는 온수기

6) 특성 6(열매체 순환 특성에 따른 분류)

a) 자연순환식 - 집열부와 축열부의 열교환이 자연대류에 의해 이루어지는 구조

b) 강제순환식 - 펌프 등의 장치를 이용하여 열매체를 강제로 순환시켜 열교환이 이루어지는 구조

7) 특성 7(온수기 제원)

특성 7은 다음사항을 기입한다.

- 축열조 저탕용량(ℓ)
- 유효집열면적(㎡) : 반사판까지를 포함한 윤곽 채광면적을 의미함
- 최대 작동압력(kg/㎠)

8) 온수기 호칭표시 예

예시 : Pl-So-InD-C-S-N-200-6-5

Pl : 평판형 집열기 사용　　So : 태양열 전용방식

InD : 간접열교환 방식　　C : 밀폐형

S : 분리형　　N : 자연순환방식

200 : 축열조 용적 200ℓ　6 : 집열면적 6㎡　5 : 최대 작동압력 5kg/㎠

5.3. 태양열 난방 시스템

5.3.1. 시스템 개요

태양열 난방 시스템은 집열기로 물 또는 공기를 열매체로 하여 태양열을 집열하여, 이 열을 직접 실내 공기 가열에 사용하는 것으로서, 집열부, 축열부, 이용부와 기타 순환 시설, 보조 열원 및 제어 장치로 구성되어 있다.

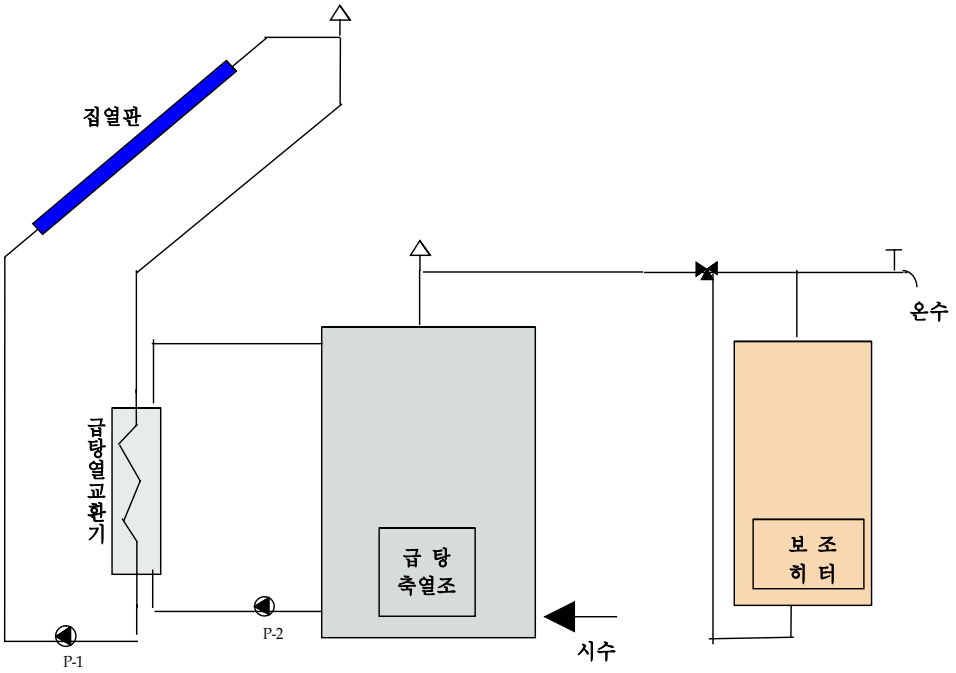
태양열 난방 시스템의 종류는 집열 매체에 따라 액체식과 공기식이 있다. 액체식은 집열 매체를 물이나 부동액을 사용하고 있으며, 공기식은 공기를 집열 매체로 사용하고 있다.

액체식 시스템의 장점으로는 열 매체가 직접 축열 매체로 사용되므로, 축열조에서의 온도 강하가 없고, 축열조의 부피가 작아진다는 것이다. 반면에 결빙 문제가 제기되며 열교환기가 필요하며, 부식 문제가 발생하는 단점이 있다.

5.3.2. 액체식 태양열 시스템

이 시스템은 집열 열전달 매체로서 물이나 부동액을 사용하고 축열체로서는 물을 사용한다. 태양열 집열기는 입사된 태양 복사 에너지를 가용 열에너지로 전환하는데 이용된다. 이 에너지는 수조식 축열조에 잠열의 형태로 저장되고, 난방 및 온수 급탕에 열이 필요한 경우에 공급된다.

결빙기에 태양열 집열기에서의 동파를 방지하기 위하여 자동 배수 방식을 이용하거나 부동액을 열전달 매체로서 사용한다. 부동액을 열전달 매체로서 사용할 경우에는 집열기와 축열조 사이에 액체-액체식 열교환기를 설치한다. 액체-공기식 열교환기는 축열조로부터 건물 내로 난방을 위한 열을 공급하는데 이용된다. 또한 액체식 열교환기를 하나 더 두어 온수 급탕에 이용된다. 보조 열원은 축열조의 열로서 불충분한 경우에 사용된다. 그 밖에 제어 장치, 압력 조절 밸브, 펌프 및 배관 등으로서 시스템이 구성된다. 보통 태양열 집열기내 열매체 설계 유량은 집열 면적 1㎥당 약 0.015ℓ/sec이다. 축열조 열량은 집열 면적㎡당 50~100리터의 수량이다.



[부록그림 79] 액체식 태양열 시스템 개략도

(가) 액체식 태양열 시스템의 구성 및 조합

(1) 집열부

액체식 태양열 시스템의 집열부는 집열기를 설치하여 집열 회로내 가압 여부에 따라 개방회로와 폐쇄회로로 구분되며, 집열기내 동파방지 방식에 따라 부동액 주입방식과 자동배수 방식으로 구분한다. 일반적으로 개방회로보다는 폐쇄회로 시스템이 클 경우에는 자동배수 방식이 유리하다.

(i) 부동액 주입 방식(개방 회로)

이 방식은 회로 하단부에 부동액 주입조 용적을 충분히 하여 회수되는 부동액을 모아두었다가 펌프로 순환시키게 된다. 부동액 주입조는 회수관내 부동액 용적보다 크게 설치한다. 이 방식은 펌프에 큰 동력이 소모되는 결점이 있다. 부동액 주입 방식은 반드시 축열조와 집열기 사이에 열 교환기를 두어야 하나 성능에는 그렇게 문제가 되지 않는다.

(ii) 부동액 주입 방식(폐쇄 회로)

이 방식은 회로 내에 항상 일정압이 걸리게 되므로 누설에 세심한 주의가 필요하나, 집열 순환 수두가 극히 적어 동력 소모가 적고, 순환 작동이 원활하므로 집열 성능을 향상시킬 수 있다. 또한 집열 회로내 공기가 차지 않으므로 정전의 경우에 집열기가 덜 과열되며, 부식도 덜 되는 이점도 있다.

(iii) 자동 배수 방식(개방 회로)

이 방식은 일정 높이의 보충조를 두고, 자동 밸브를 역지변의 전후 바이 패스(By-pass)에 설치한다. 자동 배수 방식은 축열조와 집열기 사이에 별도의 열교환기가 필요없게 되어 집열 성능이 향상될 수 있으며, 집열 회로 내에서 누수가 발생되더라도 경제적 부담이 적은 장점이 있으나 집열 주배관의 구배가 잘못될 경우, 동파될 수 있는 단점도 갖고 있다. 따라서 자동 배수 방식은 태양열 시스템 설치 후 반드시 자동 배수 검사를 해야 한다. 또한 자동 배수를 위한 기기로서 자동 밸브를 전기식으로 할 경우에는, 전원이 공급되지 않을 때에도 작동이 되도록 하여야 한다.

(iv) 자동 배수 방식(폐쇄 회로)

이 방식은 시스템 내 압력을 유지한 채 집열기 내의 열전달 매체의 동파 방지를 위하여 자동 배수하기 위해서는 자동 밸브 2개가 반드시 설치되어야 한다. 즉, 집열 공급 배관에 평상시 열려 있는 자동 밸브와 이 자동 밸브 상단에 평상시 닫혀 있는 자동 벨브를 설치하며, 또한 보조 기기로서 집열 회수 배관에 공급 배관을 서로 연결하는 배관 및 축열조 쪽의 집열 회수 배관에 역시 밸브를 설치하여야 한다.

(v) 자연 배수 방식

이 방식은 자연 배수 시스템은 펌프 정지 시에 배수되는 집열 매체의 저장을 위해 축열조 하단에 배수 저장조를 두는 것이다.

(2) 축열부

일반적으로 축열조 내에는 온수 급탕용 열교환 코일이 삽입 설치된다. 특정한 축열부내에는 저탕 또는 예일조를 둔 것도 있다.

(i) 열교환 코일 삽입 방식

이 방식은 축열조 내에 온수 급탕용 열교환 코일이 삽입된다. 이러한 경우에는 위에서 언

급한대로 저탕조를 별도로 설치하는 것이 바람직하다. 왜냐하면 축열조내 열교환 코일의 용량이 한정되어 있으므로 온수 급탕량의 정도에 따라 이를 완전히 충족할 수는 없기 때문이다.

(ii) 예일조 삽입 방식

이 방식은 축열조 내에 일정 용량의 예일조를 삽입 설치한다. 이러한 방식은 설치 가격이 저렴하고 다용량의 예일량은 확보되지만 수온이 낮기 때문에, 이를 보일러로 승온 사용할 경우 직접 가열 또는 별도의 저탕조를 두어야 하기 때문이다.

(3) 이용부

태양열 난방은 축열조와 보조 보일러의 이용 방식에 따라 직접 가열 방식, 분리 이용 방식, 예열 이용 방식 및 혼합 이용 방식으로 대별될 수 있다.

i) 직접 가열 방식

이 방식은 매우 단순하고, 시스템 제어가 용이한 장점도 있지만 태양열 집열량이 부족할 경우, 축열조를 보조 열원으로 직접 가열하므로 축열조내 온도가 항상 난방 소요 온도보다 높기 때문에 집열 성능이 저하 될 수 있는 단점도 있다.

ii) 분리 이용 방식

태양열 난방 시스템에서 아주 간단한 시스템 중 하나이며, 이 방식은 집열된 에너지가 불충분할 경우 보조 열원을 단독으로 동작시켜, 난방에 필요한 열 모두를 보조 열원에 의존케 한 것이다. 보조 열원으로서 보일러는 완전히 축열조와 분리시키게 되므로, 축열조내 저온의 열을 충분히 이용할 수 없으므로, 시스템의 성능은 저하되지만 시스템 제어는 간단하게 해결될 수 있다. 축열조 가열 방식보다 축열조 내의 온도가 낮기 때문에 집열 성능은 향상된다. 펌프를 이용한 보조 열원 분리 이용 방식과 동일한 제어 방식으로 자동 밸브를 이용한 것도 있다.

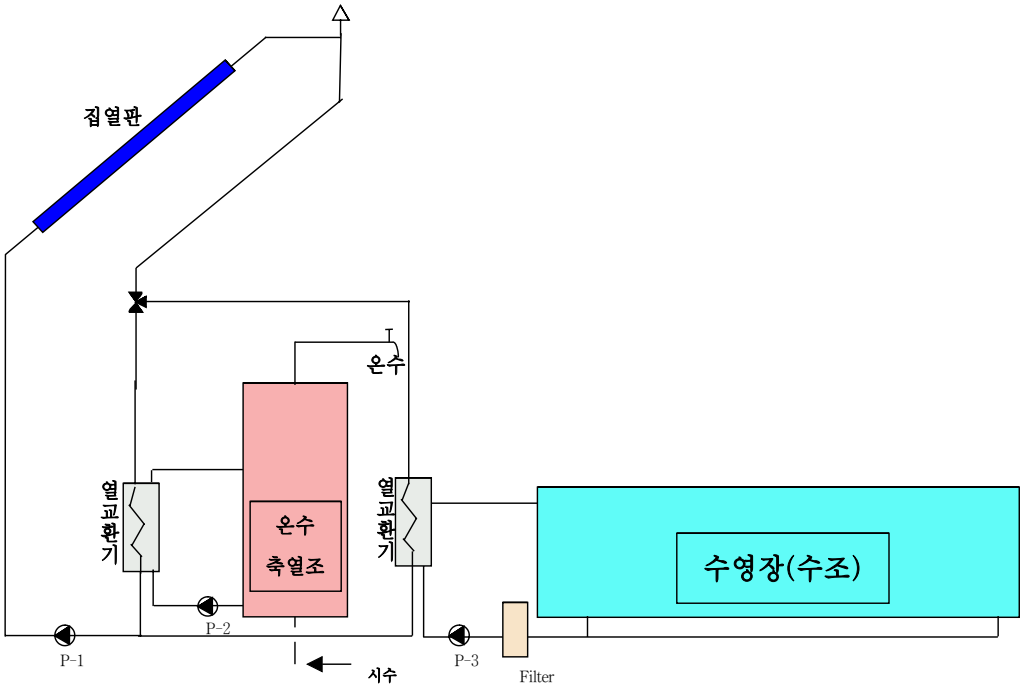
iii) 예열 이용 방식

이 시스템은 전기한 방식보다는 시스템 성능면에서 우수하며, 제어 방법도 분리 이용 방식과 거의 동일하다. 이 시스템의 개념은 태양열 집열량이 불충분할 경우 축열조를 예열원

으로 사용한다는 것이다. 또한 펌프 대신에 자동 벨브를 설치한 예열 이용 방식은 펌프 위치를 난방 회수 배관 내에 설치할 수 있으므로, 펌프 이용 방식에서의 난방 순환 펌프가 고온부에 설치됨으로써 발생되는 문제점을 줄일 수 있다.

iv) 혼합 이용 방식

이 시스템은 태양열 활용을 극대화하기 위해서 태양열 집열량, 즉 축열 정도에 따라 축열조 이용, 축열조 + 보조 열원 이용 및 보조 열원 이용 등 세가지 경우로 구분한다. 다시 말해서 분리 이용 방식과 예열 이용 방식의 혼합 개념이다. 이 시스템은 태양열 이용에 있어서 가장 이상적인 방법이지만 다른 시스템보다는 제어 방식이 복잡한 단점이 있다. 펌프를 이용한 혼합 이용 방식은 난방 순환 펌프 일부가 난방 공급 배관에 설치되어야 하지만, 그렇게 중요한 문제가 되지 않는다.



[부록그림 80] 설비형 태양열 급탕시스템 개요도(수영장의 경우)

부록 10. 자문보고서(5) - 기준가격산정 및 적용방안

전기연구원

이창호

기준가격 적용방안은 먼저 기준가격이 없는 신규전원과 기준가격이 있는 기존전원으로 구분이 필요하다. 전자의 경우는 바이오가스, 바이오매스, 조력, 연료전지가 해당하며 이에 대해서는 현재 구입전력에 대한 기준가격이 없는 관계로 현실적인 문제가 발생하고 있다. 또한 후자에 대해서는 그동안 제반 여건의 변동에 따라 재검토의 필요성이 제기되고 있다. 이러한 배경 하에서 신규와 기존을 모두 포함하여 전원으로서의 기술 경제적 특성을 감안하여 산정기준을 마련하고자 한다. 다만, 신규의 경우에는 아직 운전 중인 전원이 거의 없고 다만, 현 단계에서 건설이 진행 중 이거나 계획단계에 머무르고 있는 경우가 대부분인 관계로 구체적인 실증데이터나 운전지표의 활용이 가능하지 않았으며 따라서 산정기준을 설정하는데 여러 가지 제약이 있음을 밝혀두고자 한다.

구분	개정(안)	효과	내용
산정기준	표준원가 및 시장가격 연계 방식 도입	전원특성이 반영된 산정기준 수립	- 표준원가:표준설비 경제성 반영 - 시장가격: 전원별 시장가치 및 경제성 고려
신규전원 기준가격	바이오 에너지	신규전원 반영	- 바이오가스: 음식물 및 축산분뇨, - 규모세분:2개 - 바이오매스: 우드칩 등
	조력발전		- 조차 및 방파제 유무에 의한 요금체계 세분: 4개
	연료전지		- 표준설비 원가 추정
요금구조 개선	프리미엄 가격도입	전력가치 반영	- 프리미엄요금제(소수력/바이오/폐기물)
	분류체계 세분화	사업여건 고려	- 설비특성 고려(소수력,조력) - 설비규모 반영(소수력,바이오가스) 연료형태 반영(연료전지)
적용방식 개선	적용기간 적용대상 감소율 도입	경제성/ 사업여건 변화 반영	- 적용기간: 동일기간 설정안, 설비특성 고려안 - 감소율 도입:태양광,풍력,연료전지 - 감소율 적용 유예기간 설정

1. 원별 개발여건

항목	전원	내용	검토요건
기술개발여건	태양광	-국내 반도체산업의 발달 -신PV전지기술 개발 가속화	-급속한 성장가능 -자체 수급체계 구축가능
	풍력	-중대형 풍력발전기술개발 가속 -요소기술 미흡	-수입과 기술개발 병행
	소수력	-중소형수차기술개발여건미흡 -기술개발을 infra 미흡	-완만한 기술개발 추진
	바이오	-보급기술 초기단계	-기술수입과 자체기술개발 병행
	조력	-세계적인 기술수준(토목)	-수차는 수입
	연료전지	-기술개발 가속화 -고효율/대형화 기술개발 중	-기술수입과 개발 병행 -스텍기술 자립화

2. 국외 가격체계

구분	산정기준	적용체계	조정방식
독일	전기판매요금 발전원가	고정요금방식 (풍력, 일정기간 후 하향식)	-기술개발/시장여건고려 -전원별 (1.0~5%) 하향 조정
스페인	발전원가 전기판매요금	고정요금방식 프리미엄 요금제 (시장가격+프리미엄)	-연도별 매년 정부결정/고시
네덜란드	발전원가	고정요금방식	
오스트리아	발전원가	고정요금방식	
프랑스	발전원가	고정요금방식 (풍력, 변동요금(가동율)체계)	-매년 물가상승률 반영, 조정

3. 검토대안

금번의 발전차액지원제도의 기준가격 산정에는 표준전원의 발전원가와 해당 전원의 시장가격이 적용된다.

구분	적용기준	내 용	비 고
태양광	표준원가	-신기술 초기 보급 지원 -기술경제성 및 사업성 반영 -일정기간 후 지원축소 (연차별 차등 방식)	-요금수준 높음 -관련 시장여건 변동시 전력 시장에 직접참여
풍 력			
조 력			
소수력	전력가격 또는 표준원가	-생산전력의 가치반영 -전력시장가격에 연계 -연차별 차등 없음	-소비자의 요금 부담을 높이지 않는 범위
ＬＦＧ			
바이오가스			
바이오매스			
폐기물			
연료전지	표준원가	-신기술 초기 보급 지원	

4. 요금구조

발전차액지원제도 적용시 기준가격의 구조는 단일요금제, 또는 2개 이상의 요금제를 사업자가 선택하도록 하는 복수요금제(선택요금제)가 있다. 단일요금제는 일반적으로 하나의 요금적용대상에 대해서는 하나의 요금이 적용되는 것으로서 일반 상품이나, 기존의 기준가격 등에 적용되었던 일반적인 방식이다. 반면에, 복수요금제(선택요금제)는 하나의 요금적용대상에 대하여 두 개이상의 요금을 설정하고, 수용가, 또는 발전사업자가 그 중 하나의 요금을 택하도록 하게 함으로써 수용가, 또는 발전사업자가 하나의 요금체계를 택할 경우 안게 되는 수입 위험도를 탄력적으로 조정해줄 수 있는 방식을 말한다.

구분		내용	국내 적용사례
요금구조	단일 요금제	- 요금적용주체가 선택의 여지가 없이 정해진 단일의 요금체계	- 기존의 기준가격
	복수 요금제 (선택요금제)	- 동일한 요금적용대상에 대하여 상이한 요금체계를 갖고 있는것	- 산업용(을), 산업용(병), 일반용(을) - 산업용 병의 경우 (선택1,2,3중 수용가가 택1)

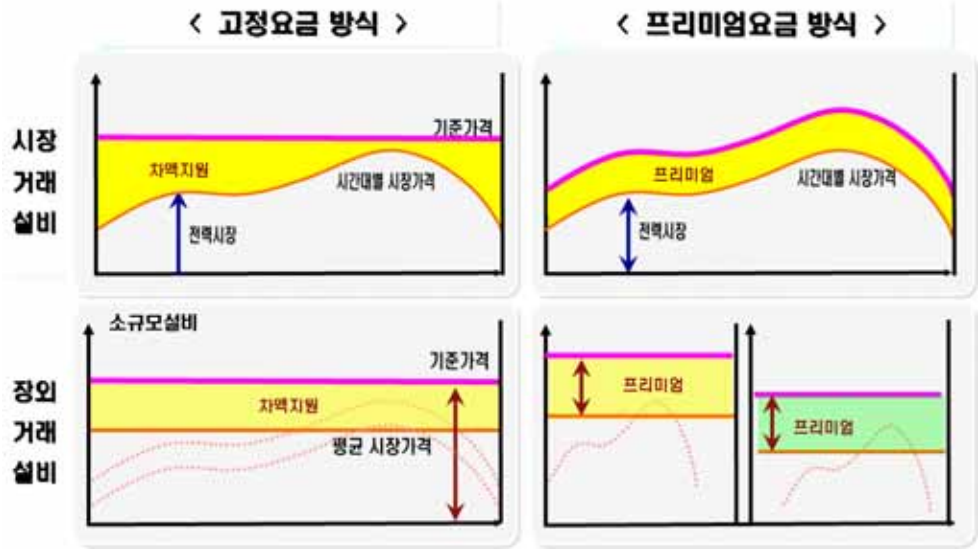
5. 요금적용대안

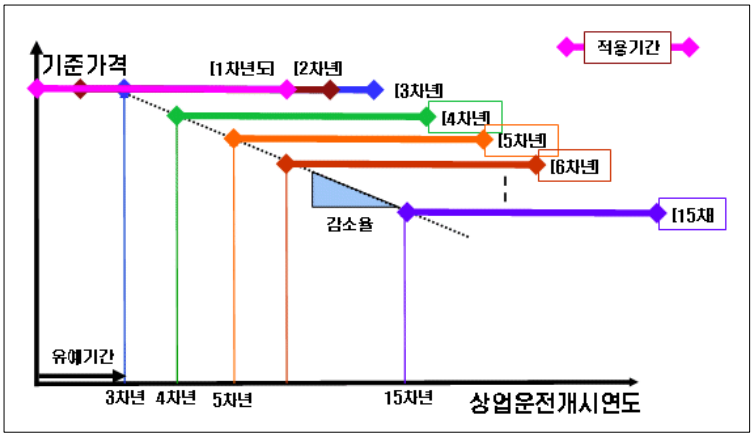
5.1. 원별 적용대안

현 행	개정(안)
고정요금 - 태양광 - 풍력 - 소수력 - LFG - 조력	고정요금 - 태양광 - 풍력 - 연료전지 - 조력
시장가격 - 폐기물 소각	프리미엄 선택요금 - 소수력 - LFG - 바이오가스 - 바이오매스 - 폐기물소각

5.2. 요금방식

요금구조	설 명
고정요금	- 시장보급 초기단계 전원 대상 - 높은 기준가격 예상
프리미엄요금	- 발전원가와 시장가격 차가 크지 않음 - 전력시장 참여 유도/활성화 - 생산전력의 가치 반영 및 인센티브 - 기존 전원과 경쟁할 수 있는 환경 조성





〈그림 7-1〉

구 분	감소율	적용시점
태양광	4%	3년 이후
풍 력	2%	
연료전지	3%	2년 이후
적용사례 (독일)	- 태양광(5%), 풍력(2%) - LFG/바이오가스(1.5%) - 바이오매스(1.5%), 소수력(1%)	

5.3. 요금 적용기간

<table>
<tr><th rowspan="3">구 분</th><th colspan="3">적용기간 (년)</th><th colspan="5">해외사례</th></tr>
<tr><th rowspan="2">현행</th><th colspan="2">개정(안)</th><th rowspan="2">독일</th><th rowspan="2">프랑스</th><th rowspan="2">네덜란드/
덴마크/
그리스</th><th rowspan="2">오스트리아</th><th rowspan="2">포르투갈</th></tr>
<tr><th>1안</th><th>2안</th></tr>
<tr><td>태양광</td><td>15</td><td rowspan="8">15</td><td>20</td><td>20</td><td>20</td><td rowspan="6">10</td><td rowspan="5">13</td><td rowspan="5">12</td></tr>
<tr><td>풍 력</td><td>15</td><td>15</td><td>20</td><td>15</td></tr>
<tr><td>소수력</td><td>5</td><td>20</td><td>15/30</td><td>20</td></tr>
<tr><td>L F G</td><td>5</td><td>12</td><td>20</td><td>15</td></tr>
<tr><td>바이오가스/매스</td><td>-</td><td>15</td><td>20</td><td>15</td></tr>
<tr><td>조력</td><td>5</td><td>15</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td>폐기물소각</td><td>5</td><td>12</td><td>20</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>연료전지</td><td>-</td><td>12</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
</table>

5.4. 원별 적용대상

구 분	적용기준	현행	개정(안)		참 고
			기준안	대안	
태양광	최소용량	3kW 이상	←		
풍력	최소용량	10kW이상	←		
소수력	최대용량	3MW이하	5MW 이하	10MW 이하	적용대상 확대
바이오에너지	최대용량	50MW이하	←		
조력	최소용량	50MW이상	←		
폐기물소각	최대용량	20MW이하	←		
연료전지	사용연료	-			
공 통	정부 무상 지원 비율	30%미만	←		
	화석연료 투입비율	30%미만	←		
	설비유형	자가용,사업용	사업용		자가용 설비 제외

5.5. 원별 적용대안

<table>
<tr><th rowspan="3">전원</th><th rowspan="3" colspan="2">구 분</th><th colspan="4">기준가격 (원/kWh)</th><th colspan="2">적용기간(년)</th><th colspan="2">감소율</th></tr>
<tr><th colspan="2">기준안</th><th rowspan="2">대안1</th><th rowspan="2">대안2</th><th rowspan="2">기준안</th><th rowspan="2">대안</th><th rowspan="2">비율(%)</th><th rowspan="2">유예기간
(년)</th></tr>
<tr><th>고정요금</th><th>프리미엄</th></tr>
<tr><td rowspan="2">태양광</td><td colspan="2">30kW이상</td><td>677.38</td><td></td><td rowspan="2">677.38</td><td rowspan="2">692.77</td><td rowspan="19">15</td><td rowspan="2">20</td><td rowspan="2">4</td><td rowspan="2">3</td></tr>
<tr><td colspan="2">30kW미만</td><td>711.25</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">풍 력</td><td>107.29</td><td></td><td>112.57</td><td></td><td>15</td><td>2</td><td>3</td></tr>
<tr><td rowspan="4">소수력</td><td rowspan="2">일반</td><td>1MW
이상</td><td>86.04</td><td>SMP+20</td><td>SMP+20</td><td></td><td rowspan="4">20</td><td rowspan="4"></td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>1MW
미만</td><td>94.64</td><td>SMP+30</td><td>SMP+30</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">기타</td><td>1MW
이상</td><td>66.18</td><td>SMP+5</td><td rowspan="2">SMP+10</td><td></td></tr>
<tr><td>1MW
미만</td><td>72.80</td><td>SMP+10</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">바이오</td><td rowspan="2">LFG</td><td>20MW
이상</td><td>68.07</td><td>SMP+5</td><td rowspan="2">SMP+10</td><td></td><td rowspan="2">12</td><td rowspan="5"></td><td rowspan="5"></td></tr>
<tr><td>20MW
미만</td><td>74.99</td><td>SMP+10</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">바이오
가스</td><td>150kW
이상</td><td>72.73</td><td>SMP+10</td><td></td><td></td><td rowspan="3">15</td></tr>
<tr><td>150kW
미만</td><td>85.71</td><td>SMP+20</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">바이오매스</td><td>68.99</td><td>SMP+10</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">해양
(조력)</td><td rowspan="2">최대조차
8.5m이상</td><td>방파제유</td><td>62.81</td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="4">15</td><td rowspan="4"></td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>방파제무</td><td>76.63</td><td></td><td>74.89</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">최대조차
8.5m미만</td><td>방파제유</td><td>75.59</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>방파제무</td><td>90.50</td><td></td><td>88.44</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">폐기물</td><td></td><td>SMP+5</td><td>SMP+10</td><td></td><td>12</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">연료
전지</td><td colspan="2">바이오가스 이용</td><td>228.52</td><td></td><td></td><td></td><td rowspan="2">12</td><td rowspan="2">3</td><td rowspan="2">2</td></tr>
<tr><td colspan="2">기타 연료 이용</td><td>269.72</td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

주 의

1. 이 보고서는 산업자원부에서 시행한 에너지·자원기술개발사업의 최종보고서이다.

2. 이 보고서의 내용을 대외적으로 발표할 때에는 반드시 산업자원부에서 시행한 에너지·자원기술개발사업의 사업수행결과임을 밝혀야 한다.

이 보고서는 산업자원부에서 시행한
에너지·자원기술개발사업의 최종보고서입니다.