

인도네시아의 석유산업과 석유정책

이 자료는 日本 석유연맹의 아시아·태평양국
가 석유사정조사보고서중에서 옮긴 것이다. <편
집자註>

I. 석유정책

1. 에너지·석유의 기본정책

인도네시아에 있어서 에너지의 개발·생산·이전은, 헌법 제33조에 “국토 및 영해에 존재하는 모든 천연자원은 국가의 지배하에 두며, 국민의 이익과 복지를 위해 이용하는 것으로 한다”고 명문화 되어 있다.

'69년부터 국내개발 5개년계획 (*Repelita*)을 시작하여 현재는 제5차계획 (*Repelita-V*, '89-'93년도)을 추진중에 있다. (주: 연도는 4월부터 익년 3월까지). *Repelita-V* 에너지 계획의 주요내용은 다음과 같다.

- 제1차에너지소비의 석유 의존도 감축('93년도에 58%로)
- 천연가스 및 석탄의 소비 촉진
- 에너지의 이용효율 제고
- 고용 촉진, 지역개발
- 환경보호

즉 에너지자원의 개발촉진 및 非석유계 에너지자원의 활용에 따른 국내 석유소비의 억제를 통하여 외화 획득이며 또한 정부 수입원인 석유수출을 최대한 유지하는 것이 석유정책의 기본 목표다.

2. 석유정책결정기구

석유정책이 형성되어 가는 일반적 과정은 다음과 같다.

정책초안이 국영석유회사(타미나)에서 책정되어 감독관청인 광업에너지부에 제출된다. 그곳에서 1차 조정된 후 에너지자원 전문위원회 및 국가에너지 조정의회 (*BAKOREN*)에 제출되어, 다시 토의·조정이 이루어진다. 그 후 대통령 또는 의회의 승인을 얻어 실행에 옮겨진다. 이 밖에 자문위원회도 존재하며 정책 형성에 영향을 주고 있다.

(1) BAKOREN

*BAKOREN*은 인도네시아의 주요 에너지 문제를 토의하고 각 省廳이 제출한 계획을 조정하며, 장래의 에너지 전략을 결정하는 기관이다. '80년에 설립되었으며 '84년에 대통령령에 따라 권한이 강화되었다. 본래는 에너지 정책의 결정기관으로서 규정되어 있지만 실제로는 토의기관으로서의 기능을 하고 있다. 멤버는 7省 장관, 2 국무장관 및 페르타미나 총재 등으로 구성되는 14명이다. 의장은 광업에너지 장관이 맡고 있다.

(2) 에너지자원 전문위원회

*BAKOREN*의 사무국으로서의 기능을 하고 있으며, 정책의 입안, 수정에 관여하고 있다. 정기적(매 2주

간)으로 회합을 갖으며 다양한 문제(바이오매스·에너지자원의 개발, 압축천연가스의 개발, 장기에너지계획, 에너지가격, 국내 연료유소비, 가정용 에너지소비, 5개년 에너지 계획의 추진 및 감독)를 토의하는 상임소위원회가 설치되어 있다. 또한 특정 문제에 대해서는 그때마다 특별 소위원회가 설치된다. BAKOREN 멤버에 의해 지명된 31명의 위원으로 구성되며 의장은 광업에너지부의 전력 新에너지 총국장이다.

(3) 광업에너지부

'84년의 조직개편에 따라 다음의 4개 총국과 지방지국 및 국영기업으로 구성되어 있다.

• 석유·가스총국(MIGAS)

특히 석유에 관한 에너지계획 책정에 깊이 관여하며 석유·천연가스산업 전반을 총괄하는 부서이다. 또한 석유·천연가스의 탐사 및 생산을 하고 있는 외국 계약자를 감독한다. 이밖에 지열의 탐사 및 생산도 담당하고 있다.

• 지질·광물자원 총국

지질조사활동을 총괄하고 있는 부서로 지열에너지의 개발을 담당하고 있는 인도네시아 화산연구소를 관할하에 두고 있다.

• 광산총국

광산개발을 감독하는 부서로 특별히 총국하에 석탄국을 두고 있으며 국영석탄회사인 P. N. *Batanbara* 및 P. T. *Batubara Bukit Assam* 관할하에 두고 있다.

• 전력·신에너지 총국

전력발전 전반(화력, 수력, 지열 등)을 담당하고 있는 부서로 국영 전력회사(PLN)를 감독한다. 또한 발전원으로써 이용 가능한 신에너지의 개발도 담당하고 있다.

(4) 자문기관

• 공업·광업에너지 투자를 위한 제 VI위원회

이 위원회는 에너지분야의 개발을 감독하기 위해 대통령에 의해 임명된 5명의 위원으로 구성된다. 의회는 신에너지법안이 제출되었을 때 등에 이 위원회와 협의의를 하며 위원회는 의회에 보고를 한다.

• 전력발전개발위원회

이 위원회는 전력 정책에 따라 전력 프로젝트가

계획대로 진행되도록 조정·감독한다. 멤버는 4명이며, 그 중 3명은 BAKOREN의 멤버이기도 하다. 의장은 연구기술담당 국무장관이 맡는다.

(5) 재무장관

에너지의 가격 및 세제에 관해 BAKOREN에 지침을 내릴 수 있다. 또한 페르타미나의 정부감독위원회 멤버이기 때문에 탐사·생산분야에 있어서 외국 계약자와의 계약등에 영향력을 갖는다.

3. 석유산업관계법

헌법 제33조에 따라 정부가 석유산업의 전반적인 활동에 관여하기 위해 「석유·천연가스광업법」(1960) 및 「석유·천연가스국가광업사업법」(1971) 등 2개 법률이 제정되어 있다.

석유·천연가스광업법에는 다음의 점이 명기되어 있다.

- 인도네시아의 석유 천연가스는 국유재산이다.
- 석유·천연가스의 탐사·개발·정제·수송·판매는 국영기업의 손으로 이루어진다.
- 광업에너지장관은 국영기업에서는 할 수 없는 작업에 대해서는 계약자로서 제3자를 지명할 수 있다.
- 신성한 구역 및 군사관계시설 주변 등은 광업금지 지역으로 지정할 수 있다.

석유·천연가스광업법은 일명 「71년 페르타미나법」이라고도 불려지는데, 인도네시아의 국영기업인 페르타미나의 모든 석유관련 활동에 대해 책임 및 광범위한 권한을 규정하고 있다. 즉 페르타미나는 탐사·생산·정제·수송·판매에 관한 모든 활동을 행할 권리를 갖고 있으며 생산분여계약의 형태로 타 3자와 협력사업을 행할 권리를 갖고 있다. 또한 이 법률은 페르타미나가 다음에 명기하는 수입을 국고에 납부해야 한다는 것을 규정하고 있다. 한편 법인세, 관세등의 세금은 면제되어 있다.

- 페르타미나 자체의 원유생산에 의한 순수입의 60%
- 생산분여계약에서 페르타미나와 계약자로 분배하기 전의 순수입의 60%
- 63년의 No 14법에 관한 「개발청부계약」수입의 전부
- 「생산분여계약」 보너스분의 60%

이 밖에 페르타미나를 감독하는 정부감사위원회 의 의무, 페르타미나의 이사회 및 각 조직의 책임이 명기되어 있다.

4. 국영석유회사

페르타미나는 '68년에 인도네시아 석유광업공사(페르타민)와 국영석유광업공사(페르미나)가 합병하여 설립된 기업이다. 광업에너지 장관을 위원장으로 하여 5명으로 구성되는 정부 감사위원회 아래 총재와 6명의 이사가 운영에 참여하고 있다. '75년의 대통령령에서는 총재, 이사는 대통령이 임명하고 페르타미나 이사회에 정부감사위원회에 대해 책임을 진다는 것 등이 규정되었다. 이사는 총국의 장을 겸하고 있으며, '90년 3월부터는 이사 아래 부이사직(6명)이 설치되었다.

페르타미나의 활동은 광범위하게 걸쳐 있다. 석유·천연가스에 관해서는 직접 탐사 및 생산활동을 함과 동시에 아울러 외국 계약자에게 위탁도 하고 있으며 정제·수송·판매·수출입을 거의 독점하고 있다. 또한 아룬, 바그크에서는 LNG를 생산하여 日本 등으로 수출하고 있다. '74년에는 지열에너지의 개발권이 페르타미나에 부여되어 현재 지열을 이용하여 증기를 생산, 국영 전력회사에 판매하고 있다. 또한 천연가스 나프타등을 원료로 하는 석유화학사업에도 진출하고 있다.

5. 석유규제와 규제완화

(1) 탐사·생산

탐사·생산에 관해서는 법률 속에 국영석유회사(페르타미나)가 제3자로서 계약자를 지명할 수 있는 것으로 되어 있는데 현재 원유·천연가스의 탐사·생산을 하고 있는 외국기업의 수는 약 50개 정도이다. 계약자의 활동은 광업에너지부 석유·가스총국(MIGAS)이 페르타미나를 통해 감독하며 MIGAS내에서는 탐사·생산국, 페르타미나에서는 외국 계약자 조정국(BKKA)과 탐사·생산총국이 이 임무를 맡고 있다. 페르타미나 자체의 탐사·생산활동도 또한 MIGAS 탐사·생산국의 감독하에 있다. 현재 외국 계약자와의 계약상황은 개발정부계약(Contracts of work : COW) 2건, 생산분여계약(Production

Sharing Contract : PSC) 57건, PSC의 변형인 공동작업계약(Joint Operation Agreement : JOA) 20건, 증진회복계약(Enhanced Oil Recovery : EOR) 2건 기술원조계약(Technical Assistance Contract : TAC) 2건으로 되어 있다.

(주) EOR라 함은 제1차 회수 후의 채취율을 높이는 방법이다. 여기에는 2차회수, 3차회수의 채취법도 포함되며, 특히, 水攻法, 케미칼법, 열공법, 가스압입법 등을 말한다.

개발정부계약과 생산분여계약의 개요는 다음과 같다.

● 개발정부계약(COW)

원유·천연가스의 소유권은 국영석유회사에 있지만 개발의 Management는 계약자(Contractor)가 책임을 갖는다. 인도네시아측은 조업이익의 60% 또는 생산량의 20%중 큰 편을 취득할 수 있는 계약방식이다. 이 방식으로 조업하고 있는 것은 현재로는 칼텍스와 스탠백의 2사 뿐이다.

● 생산분여계획(PSC)

계약자는 필요한 자금과 기술을 제공하고, 상업성이 있는 규모의 석유·천연가스의 발견이 있을 경우에는 생산물로부터 현물로 투자자본을 회수(코스트 회수) 하는 계약방식이다.

PSC의 내용은 각기 다르지만 일반적인 것은 다음과 같다.

- 경영(Management)은 페르타미나가 한다.
- 계약자는 계약조인시와 생산이 일정수준에 달했을 때 보너스를 지불한다.
- 계약자는 페르타미나와 합의한 작업계획에 따라 개발을 행한다.
- 계약자는 개발에 관련된 모든 리스크를 부담하며 대신에 계약광구의 생산원유에 대해 경제적 이권을 갖는다.
- 계약자가 개발 코스트를 회수한 후의 생산물은 계약자와 페르타미나가 나눠 갖는다.
- 계약자는 탐사기간(6년간, 1년의 연장이 4회 가능)의 종료까지 상업생산이 가능하다는 선언이 없으면 계약광구를 포기하지 않으면 안된다.
- 계약광구가 상업생산이 가능하면 계약은 조인일로부터 30년간 유효.

- 계약자는 법인세를 지불하지만 개발시에 지불되는 기타 세금은 페르타미나로부터 환급 받는다.
- 계약자는 인도네시아 국내에 원유를 공급할 의무를 갖는다. (*Domestic Market Obligation : DMO*)
- 생산개시 후 인도네시아국적 기업이 10%의 세어를 취득(사업참가) 할 수 있다.

PSC 중에서 가장 중요한 생산분여비율은 시대에 따라 변화하고 있는데 여기에서는 3시대를 나누어 개관한다.

〈제1기 : '64-'75년〉

- 생산량의 40%를 코스트 회수의 상한으로 한다.
- 코스트 회수 후의 배분을 페르타미나 : 계약자 = 65 : 35로 한다.
- 계약자의 법인세는 페르타미나가 지불한다.
- DMO 수량은 계약자 이익배분원유 중 25% 또는 (국내 수요량/전생산량) 중 적은 비율을 적용하며, 가격은 20센트/배럴로 한다.

〈제2기 : '78-'88년〉

- 코스트 회수의 상한을 폐지한다.
- 코스트 회수 후의 배분을 페르타미나 : 계약자 = 65.9091 : 34.0909로 한다(천연가스의 경우에는 31.8182 : 68.1818)
- 계약자는 자신의 이익배분 원유 중 56%를 법인세(소득세 + 배당세)로서 지불한다.
- 생산개시로부터 5년간은 DMO 공급가격을 수출가격 수준으로 한다.
- 생산시설의 직접투하 코스트 총액의 20%를 *Investment Credit*로서 인정한다.

이 계약 조건에서는, 법인세를 감안하면 코스트 회수 후의 넷트배분은 원유에서 85:15, 천연가스는 70:30으로 된다. '84년부터는 법인세가 48%로 인하되었지만, 넷트백 비율이 변하지 않게 코스트 회수 후의 배분비율이 71.1538 : 28.8462(천연가스는 2.3077 : 57.6923)으로 변경되었다.

〈제3기 : '89년-현재〉

- 생산량의 20%를 코스트 회수전에 페르타미나와 계약자간에 배분하는 *FTP(First Tranche Petroleum)* 방식을 도입한다.
- 나머지 80%에서 코스트 회수분을 뺀 것을 종래의 비율에 따라 배분한다.

- 프론티어 지역의 순이익배분을 增量低減 방식으로 한다.

	페르타미나	계약자
0-50천b/d	80	20
50-150천b/d	85	15
150천b/d 이상	90	10

- DMO 공급가격은 최초의 5년간은 수출가격 수준으로 하며 그 이후는 수출가격의 10%로 한다.
- EOR지역, 深度 600피트 이상의 심해지역 생산에 우선권을 부여한다.

(2) 석유정제

종래 정제분야에 관해서는 '71년 페르타미나법에 따라 페르타미나 이외의 참여가 불가능하였다. 그러나, '89년 8월의 대통령에 따라 국내 및 외국기업의 석유·천연가스정제(석유화학부문을 포함한다)에의 참여가 인정되었다. 단 참여는 페르타미나와의 합병사업에 한하며, 수출을 지향함과 동시에 국내수요를 충족시키는 프로젝트가 아니면 안된다고 규정되어 있다. 현재까지로는 인도네시아에 있는 모든 정유공장은 페르타미나가 100% 소유하고 있지만 향후 건설이 계획되어 있는 수출 정유공장에 대해서는 외국기업의 자본참가도 고려되고 있다.

(3) 석유제품의 수출·판매

국내에서의 주요 석유제품의 수출 및 판매는 페르타미나의 책임으로 되어 있다. '90년 정부는 개인 및 민간기업의 주유소(SS) 경영을 한정된 지역에서 허가하였다. (단, 페르타미나 상표로의 영업). 최종적으로는 페르타미나 소유의 모든 주유소를 민영으로 이행해 나갈 방침이다. 이것은 한정된 국가자금을 가능한 한 판매 이외의 부문(탐사, 생산, 정제 등)에 집중적으로 투입해 나가기 위함이며 아울러 민간기업의 육성을 도모한다는 취지도 있다. 또한, 페르타미나는 코스트가 소요된다는 이유에서 고급휘발유 판매에서 철수하고 있는데 '90년 5월에는 5개 국내 민간기업에 고급휘발유의 판매권을 부여하였다.

판매에 대한 외국기업의 참여는 윤활유와 증유를 제외하고서는 인정되지 않는다. 그러나 장래건설이 예정되어 있는 수출정유공장에서 생산되는 제품의 수출은 외국기업에도 허가 되어 있다.

II. 에너지수급

1. 1차 에너지 수급실적 및 전망

인도네시아에서는 종래부터 목탄, 炭, 靑 등의 비 상업에너지가 대량 소비되고 있다. 정부는 천연가스 등으로의 전환을 추진하고 있지만 현재도 전체 에너지의 약 절반을 차지하고 있는 것으로 전해진다. 석유·천연가스, 석탄, 수력, 지열 등 상업에너지 자원은 상당한 매장량을 보유하고 있지만 아직 충분한 개발이 이루어지지 않고 있어 향후의 과제라 되어 있다. 또한 원자력, 태양열, 풍력, 해양에너지, 泥炭, 바이오가스 등의 에너지원에 대해서도 이용 확대에 노력하고 있다.

상업에너지 소비를 보면 '80년도부터 '88년도까지 연율 5.7%로 신장되고 있다. *Repelita-V*에서는 상업에너지의 소비가 '88년도 실적에서 연율 5.1%로 계속 신장, '93년도에는 석유환산 3억 7,611만 배럴이 될 것으로 전망하고 있다. 그러나 실제로는 '89, '90년도 모두 연평균 8-9%의 신장을 나타내어 '90년도 실적은 3억 4,707배럴(약 95만b/d)에 달하였다. 계속 증가하는 에너지 수요에 대해 정부는 에너지절약 지도를 하고 있으며 '87년에는 산업계에서 에너지 절감 프로그램의 수행 및 컨설팅 서

〈표-1〉 인도네시아의 천연가스 생산추이
(단위 : 억ft, %)

연도	생 산 량	이 용 량	이 용 율
1980	10,422	8,131	78.0
1981	11,362	9,148	80.5
1982	10,999	9,320	84.7
1983	12,882	11,325	87.9
1984	15,483	14,198	91.7
1985	15,820	14,504	91.7
1986	16,580	15,182	91.6
1987	17,600	16,167	91.9
1988	18,870	17,518	92.8
1989	20,072	18,541	92.4
1990	18,383	17,478	95.1
1991	(23,526)	(21,879)	(93.0)
1992	(23,760)	(22,097)	(93.0)
1993	(27,766)	(27,068)	(97.5)

〈주〉'91년도 이후의 숫자는 *Repelita-V*에서의 계획

〈자료〉MIGAS

비스를 행하는 기관으로서 *P. T. Koneba*가 설립되었다.

에너지원별구성을보면 '90년도에는석유가65.6%로 가장 커다란 비중을 차지하고 있으며 다음으로 천연가스(20.2%), 석탄(7.7%), 수력(5.8%), 지열(0.7)의 순으로 되어 있다. *Repelita-V*에서는 석유의존도를 '93년도에 5.8%까지 저하시킬 목표를 세우고 있지만 이 계획의 2년제인 '90년도는 59.9% 계획에 대해 실적은 그것을 훨씬 상회하고 있다.

2. 주요에너지의 특색

(1) 천연가스

인도네시아의 천연가스 가체매장량은 '89년 시점으로 92조 ft³(가체연수 약 50년)로 추정되며(광업 에너지성 공표), 석탄과 아울러 가장 유망한 석유 대체에너지이다. 천연가스의 부존지역은 *Aceh*, 북수마트라, 남수마트라, 서부자바, 동칼리만탄, 중부칼리만탄, *Natuna*제도, 남슬라웨시이다. 개발 및 수송은 페르타미나가 하고 있다.

처음에는 유전으로부터의 수반가스로서 생산되었고 그 이용은 자가연료 및 유전주입용으로 한정되어 있었다. 그러나 '71년, '72년에 잇달아 북수마트라의 아룬 가스전과 동칼리만탄의 바그크 가스田이 발견되고 나서는 생산량이 비약적으로 증가하였다. 이에 따라 '77년에는 바그크의 천연가스로부터 LNG를 생산하기 위해 *Bontang*플랜트가 가동을 시작하였으며 '78년에는 아룬 LNG플랜트도 완성되어 이들 플랜트에서 日本으로의 수출이 개시되었다. '86년에는 한국으로의 수출(200만톤/년)이 개시되었고 '90년에는 대만으로 수출(150만톤/년)도 개시되었다. 현재 兩 플랜트의 생산능력은 2,000만톤에 달하고 있다. '90년도의 생산량은 1조 8,381억 ft³로 전년도에 비해 8.4% 하락하였지만 '80년도 이후의 연평균 신장율은 5.8%에 달하고 있다. 생산지가 대도시 및 공업지대가 모여있는 자바섬 서부에서 떨어져 있기 때문에 파이프 라인망의 정비가 긴급 과제로 되어 있지만 페르타미나로서는 그를 위한 자금을 할당하는 것이 어렵기 때문에 세계은행이 자금을 대여하고 있다.

천연가스의 이용상황('90년)에 관해서는 생산량

의 58.4%가 LNG(LPG를 일부 포함)로 이용되고 있으며 대부분이 日本으로 수출되고 있다. 국내산업용(비료공장, 제철소, 도시가스, 정유공장등)이 12.8%, 가스 Injection용이 21.0%, Flare(연소) 가스용이 7.8%의 비율로 되어 있다. 또한, '87년부터는 자동차용 연료로서의 이용도 시작되고 있다. 장래의 국내 수요는 공업용 및 가정용 연료부문이 증가할 것으로 생각되는데 특히 발전용과 비료공장의 수요증가가 전망된다.

Repelita-V에서는 계획 최종년('93년도)의 생산량이 2조 7,766억³, 이용량이 2조 7,068억³로 계획되어 있다.

(2) 석탄

석탄은 지질학적으로 280억톤의 매장량이 있는 것으로 추정되고 있지만 현재의 확인매장량은 44억톤이다. 확인매장 지역은 수마트라 중부, 수마트라 남부, 칼리만탄 동부의 3지역으로, 종류는 열량 약 4,000kcal/kg의 갈탄, 약 7,000kcal/kg의 아역청탄, 역정탄 등이 있다.

'90년의 생산량은 약 1,064만톤에 달하여, 전년의 870만톤에 비해 22.3%가 증가하였다. 생산량 중 1/3은 수출되고 있다. '93년도에는 1,500만톤의 생산을 계획하고 있어 향후 석탄의 대량 수출국이 될 가능성이 있다. 국내 수요는 주로 전력과 시멘트 산업이다. 정부로서는 앞으로 석탄을 전력발전에 이용해 나갈 방침이며, 현재 1,730MW의 석탄발전 능력을 10년만에 약 3,500MW 증강시킬 계획이다.

(3) 수력

인도네시아 전체의 수력발전 가능능력은 7만 5천 MW로 추정되는데 수마트라에 15,000MW, 자바에 4,200MW, 칼리만탄에 21,600MW, 술라웨시에 10,200MW, 이리얀자에 22,370MW 등의 발전능력을 갖고 있다. 현재의 수력발전 능력은 2,700MW로서 발전가능 능력의 3.6%에 불과하다.

정부는 수력자원의 이용을 확대하여 에너지원의 다양화를 촉진시킬 방침이다. 그러나 재정곤란으로 인해 최초 투입비용이 엄청난 수력발전 개발에 자기자금을 충분히 투입할 수 없기 때문에 국제기관으로부터의 자금도입에 기대를 걸고 있다.

(4) 지열

지열발전이 가능한 지역은 천연가스 부존 지역과는 달리 전력수요가 큰 자바와 술라웨시 지역이다. 발전가능한 열원은 자바 및 발리섬에 5,500MW, 술라웨시에 1,400MW, 수마트라에 1,100MW 등 총 10,000MW 이상(석유환산 약 250천B/D)으로 전해지고 있다. 현재 Kamojang(서부자바)에 140MW의 지열발전이 이루어지고 있는데 2000년까지 지열발전능력을 400MW로 확대할 계획이다.

(5) 원자력

현재 원자력 발전에 관해서는 30MW능력의 파일러트 플랜트가 있을 뿐이다. 그러나 증대되는 전력수요에 대처하기 위해 정부는 원자력의 이용을 고려하고 있다. 원자력 발전소를 중부자바에 건설 2005년에 가동하는 것을 계획하고 있지만 금후 3-4년에 걸쳐 사전조사를 실시하는 것만 결정되어 있을 뿐 현재까지 구체적인 결정은 되어 있지 않다. 우리나라 자원은 西칼리만탄에 부존되어 있는 것으로 확인되었지만 개발가능한 경제적인 규모의 광맥은 발견되지 않았다.

3. 전력수급

Repelita-IV 종료시점('88년)의 발전 설비능력은 18,775MW로, 그 내역은 국영전력회사(PLN)가 약 8,452MW, 기타 약 10,323MW로 되어 있다. PLN의 전원별 발전능력은 석유화력 2,087MW(구성비 24.7%), 석탄화력 1,330MW(15.7%), 수력 1,928MW(22.8%), 디젤 1,791MW(21.2%), 가스터빈 1,330MW(15.7%), 지열 140MW(1.71%)이다. '88년도의 발전량은 약 468억KWH로 그 내역은 PLN이 약 254억KWH, 민간부문이 약 212억KWH, 공공기업체가 약 2억KWH로 되어 있다. 민간부문의 비용이 높은 이유는 PLN의 공급능력이 부족하여 촌락지역에서는 디젤발전으로 인해 발전하고 있기 때문이며 또한 PLN에 대한 신뢰성 문제(정전 등)로 산업계에서는 자가발전에 의존하는 경우가 많기 때문이다.

인도네시아의 1인당 전력소비량은 다른 아세안 국가와 비교해 볼 때 적어 262KWH('88년 실적)에 불과하다. 인구가 증가하고 있는 한편 아직까지 약 70%의 국민(대부분은 촌락지역)이 전기의 혜택을

받지 못하고 있다. 이 때문에 산업발전과 함께 수요가 점점 증가할 것으로 예상된다. 정부는 전력부족에 대처하기 위해 전력사업에 대한 민간기업의 참여를 허용하는 것도 고려 중인 것 같다.

*Peplita-V*에서는 석유의존도의 저하라는 관점에서 비석유계 전원(석탄, 지열, 수력 등)을 개발할 방침이다. 계획에 따르면 최종연도인 '93년도의 전력수요를 568억 KWH로 전망하고 있다. 또한 능력합계 3,697MW의 발전소 및 全長 6,302kW의 송전선망 정비를 계획하고 있으며 촌락지역의 電化 프로그램에서는 11,600개 촌락에 대한 전력공급을 목표로 하고 있다.

III. 석유수급

1. 원유생산 실적 및 전망

인도네시아는 아시아에서 유일한 OPEC 회원국이다. '73년과 '79년의 석유위기는 석유개발을 활성화시켰지만, 반대로 '86년의 원유가격 하락은 이듬해인 '87년에 탐사에 대한 열의를 떨어뜨렸다. 외국계약자의 탐사활동에 대한 투자는 '82년의 17억 달러에서 '87년도에는 5억 8,300만 달러로 감소했다.

그러나 '88년과 '89년은 석유가격이 회복되었고 동시에 수요도 호조를 보였기 때문에 탐사활동은 매우 활기를 띠었다. '89년의 試掘井은 108개, '90년에는 154개를 초과한 것으로 보인다. '91년 1월 현재의 원유확인매장량은 111억 배럴이다(아시아·태평양 지역 총 원유매장량의 22%에 상당).

원유생산량(콘덴세이트 포함)은 '77년에 1,685천B/D로 최고조에 달한 후 점차 감소추세를 나타내고 있다. '89년 '90년도는 2년 연속 전년을 상회하고 있지만 이것은 일시적인 현상이라고 생각된다. 특히 '90년도에는 걸프사태의 영향도 있어 전년도에 비해 약 100천B/D가 증가한 1,515천b/d에 달하였다. 페르타미나 자신의 원유생산량은 약 50천B/D이며 나머지는 모두 외국계약자에 의해 생산된 것이다. 인도네시아의 유전개발 역사는 오래되어 향후 석유가격이 대폭적인 상승을 하더라도 대규모 유전이 발견될 가능성은 적다. 한편 국내수요는 매년 증가하고 있어 석유 순수입국으로 전락할 것은 피할 수 없는 상황이다. 페르타미나에 의하면 국내 원유수요가 연률 5%로 증가하고 생산량이 비관적인 케이스를 걸을 경우 금세기말에는 석유순수입국으로

〈표-2〉 인도네시아 원유생산

(단위 : 천b/d)

	회 계 년 도 기 준	曆 年 期 准		
		페 르 타 미 나	외 국 계 약 자	합 계
1980	1,592	82	1,494	1,576
1981	1,563	81	1,521	1,602
1982	1,258	76	1,262	1,338
1983	1,522	76	1,333	1,409
1984	1,458	85	1,415	1,500
1985	1,345	83	1,248	1,331
1986	1,414	80	1,319	1,399
1987	1,388	74	1,321	1,395
1988	1,361	68	1,259	1,327
1989	1,412	70	1,339	1,409
1990	1,515			
1991	(1,464)			
1992	(1,496)			
1993	(1,529)			

주 1 : 콘덴세이트 포함

주 2 : '91년도 이후의 숫자는 *Repelita-V* 속에서의 계획

〈자료〉MIGAS, Far East Oil Trading

전략할 것으로 예측하고 있다. 또한 낙관적으로 보더라도 그 시기는 2010년 이전이 될 것으로 보고 있다.

Repelita-V의 계획은 특히 신규 유전의 탐사, 발견, 개발과 EOR을 추진해 나갈 방침이다. '93년도의 생산량은 콘텐세이트 160천B/D, 원유 1,369천B/D로 계획하고 있으며 그 내역은 기존 유전에서 8-9천B/D(Repelita-V 중의 연평균 신장을 -3.5%), EOR에서 22천B/D(+11.3%), 신규 유전개발에서 318천B/D(+23.2%)로 전망하고 있다.

2. 원유의 수출입실적

인도네시아는 아시아·태평양지역 최대의 석유 수출국이다. '89년의 원유 수출량은 797천B/D이며 수출선으로는 日本이 56%, 美國(주로 서해안)이 23%로 되어 있다. 기타 수출선은 中國, 臺灣, 한국, 싱가포르로 되어 있어 거의 대부분이 태평양시장에 의해 흡수되고 있다.

별로 알려지지는 않았지만 인도네시아는 원유 수입국이기도 하다. 국내산 LSWR 원유가 아스팔트와 윤활유의 생산에 적합하지 않기 때문이며 또한 중간유분을 공급하기 위해 중동원유를 수입하여 치라치프 정유공장에서 처리하고 있다. '87년까지는 사우

디에서만 수입하고 있었지만 '88년, '89년에는 이란, 이라크와 바터 거래에 의한 수입이 이루어졌다. 걸프위기로 이라크로부터의 공급이 두절된 후에는 그에 상당하는 물량을 타산유국과의 Spot적인 정부간 거래로 바뀌어나가고 있는 것으로 생각된다. 페르타미나로서는 국내공급분은 가능한 한 중동원유를 처리할 방침이기 때문에 향후 중동원유의 수입이 증대될 것으로 예상된다.

3. 석유제품 수요실적과 전망

석유제품은 주요 석유제품을 의미하는 BBM(Bahan Bakar Minyak)과 Non-BBM으로 나뉘어 진다. BBM제품은 국내에서 소비되고 국가가 판매가격을 결정하고 있는 것으로 항공유, 제트유, 고급휘발유, 보통휘발유, 등유, 자동차용 경유, 공업용 경유, 중유 등 8개 유종이다.

Non-BBM 제품에는 LPG, 나프타, 윤활유, 아스팔트, 코크스 및 LSWR(Low sulfur Waxy Residue) 등이 포함된다.

80년대 전반기에 경제활동은 되는 일도 없고 안되는 일도 없다고 하는 상태가 계속되어 BBM 제품의 수요도 저조하였다. 그러나 '88년 이후 산업계에 각종 규제완화가 이루어진 결과 경제가 활황을 보이기

〈표-2〉 인도네시아 원유수출

(단위 : 千b/d)

	1986	1987	1988	1989
日 本	385	408	434	450
美 國	256	216	215	187
미 양 마	44	20	-	-
싱 가 포 르	74	46	7	26
필 리 핀	10	5	-	-
韓 國	50	43	39	29
臺 灣	21	27	26	31
호 주	22	33	23	23
뉴 질 랜드	12	-	-	9
이 탈 리 아	-	-	-	1
프 랑 스	1	-	-	-
中 國	9	-	5	39
기 타	17	2	7	2
계	899	800	756	797

〈자료〉Far East Oil Trading

〈표-3〉 인도네시아의 원유수입

(단위 : 천b/d)

	1986	1987	1988	1989
사우디(아라비안·라이트)	76	83	55	9
이 란(이라니안·라이트)	-	-	13	27
이라크(바스라·라이트)	-	-	18	41
計	76	83	86	77

〈자료〉ADL

시작하여 BBM 제품의 수요도 착실히 증가하여 왔다. '86년부터 '90년도까지 5년간을 보면 등유의 수요 신장율은 낮은 반면 휘발유, 경유, 중유가 연평균 10% 전후의 신장율을 보였으며 전체 평균 신장율은 연 8.7%에 달했다. 특히 '90년도의 BBM제품 수요는 전년보다 중유가 50% 증가하는 등 전체적으로 14%가 증가하여 586천B/D에 달했다. 인도네시아도 아시아·태평양 지역의 많은 국가들과 마찬가지로 등유, 경유 등의 중간유분 수요가 커다란 비율을 차지하고 있다.

Repelita-V 에서도 명백히 나타나듯이 정부는 국내 석유제품의 수요를 가능한한 억제하려는 정책을 펴고 있다. 정부는 가격을 인상하여 수요를 억제하

는 한편 국민에 대해 석유제품 공급의 한계를 계몽하고, 아울러 대체 에너지(특히 재생가능한 에너지)의 사용을 촉구해 나갈 방침이다. 그러나, 이미 중유에서 석탄으로, 또 등유에서 LPG로 상당량의 연료 대체가 이루어지고 있지만 원래 수요가 매우 낮았기 때문에, 향후 수요는 경제발전과 함께 계속 확대되어갈 것으로 생각된다. 1인당 석유소비량은 한국의 6배럴, 臺灣의 8배럴에 비해 1배럴에 불과하다.

페르타미나가 상정하고 있는 BBM 제품의 수요전망은 〈표-4〉와 같다. '90년도부터 2000년까지 연평균 6.9%의 신장을 전망하고 있다. 특히 경유 수요는 앞으로 10년간 연평균 9.6%의 신장을 상정하고 있다.

〈표-4〉 인도네시아의 주요 석유제품 수요실적 및 전망

(단위 : kb/d)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
항 공 유	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
계 튜 유	12.8	14.2	15.1	17.0	19.4	23.0	25.1	27.8
휘 발 유	78.5	85.0	91.1	100.5	111.6	120.0	128.2	138.7
등 유	119.1	119.3	123.4	130.3	136.4	143.0	147.0	152.9
자동차용경유	133.3	151.5	166.5	183.3	207.7	247.8	270.6	297.7
공업용 경유	23.8	23.3	25.1	27.7	30.3	36.8	41.3	47.0
重 油	52.2	55.4	55.0	53.8	80.5	97.0	94.3	97.1
計	419.8	448.9	476.5	512.8	586.0	667.9	706.5	761.2
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
항 공 유	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
계 튜 유	30.3	32.9	35.5	38.3	41.1	43.9	47.3	
휘 발 유	146.3	153.2	163.0	172.8	182.7	191.9	203.0	
등 유	155.2	156.3	160.4	164.0	167.3	169.5	173.0	
자동차용경유	327.4	357.4	386.3	416.0	446.9	477.0	513.0	
공업용 경유	52.1	57.3	62.0	66.6	71.5	76.3	82.0	
重 油	103.1	108.7	111.9	114.9	117.5	119.5	122.5	
計	814.5	866.0	919.3	972.8	1,027.3	1,078.2	1,140.8	

주 : '90년까지는 실적, '91년 이후는 계획.

〈자료〉페르타미나

4. 부문별 석유수요

〈표-5〉는 페르타미나가 판매하고 있는 BBM 제품의 산업별 수요 추이다. 수송용 부문의 수요가 가장 크고 그 다음이 가정용, 공업용, 전력용의 순서로 되어 있다. 최근에는 가정용 및 공업용의 비율이 낮아지고 있는 반면 수송용 및 전력용의 비율은 높아지고 있다.

5. 석유제품의 생산 및 수출입 실적

최근 석유제품의 수요증가에 따라 국내 정유공장

에서의 생산도 증가하고는 있지만, 국내에서 필요로 하는 제품을 완전히 자급하고 있지는 않다. '89년에는 경유 33천B/D, 제트유 19천B/D, 중유 7천B/D가 수입 되었다. 중유는 싱가포르 등에서 수입된 고유황 중유이다. 한편 LSWR 111천B/D, 나프타 30천B/D 등이 수출되었다. LSWR은 일본, 한국, 미국 서해안 등으로 수출되고 있는데 장차 국내 분해장치의 가동율이 상승하여 LSWR이 처리되면 수출량은 감소할지도 모른다.

〈표-5〉 인도네시아의 주요석유제품 부문별 소비실적

(단위 : 천 b/d : %)

	1986	구 성 비	1987	구 성 비	1988	구 성 비
수 송 용	158.6	37.8	178.6	39.8	194.1	40.7
가 정 용	116.8	27.8	118.6	26.4	122.2	25.7
공 업 용	97.8	23.3	92.3	20.6	99.4	20.9
전 력 용	46.6	11.1	59.4	13.2	60.7	12.7
합	419.8	100.0	448.9	100.0	476.5	100.0
	1989	구 성 비	1990	구 성 비		
수 송 용	218.7	42.6	246.2	42.0		
가 정 용	128.7	25.1	134.7	23.0		
공 업 용	112.6	22.0	123.2	21.0		
전 력 용	52.8	10.3	81.9	14.0		
합	512.8	100.0	586.0	100.0		

〈자료〉페르타미나

6. 정제설비 현황 및 가동상황

80년대 후반에 정제부문에 약 40억 달러를 투자하여 설비의 확장 및 근대화 노력한 결과, 현재 정유공장 수는 8개, 상압증류장치의 정제능력은 합계 83만B/D에 이르고 있다. 그러나 실제로는 설비가 노후화된 것도 있어 최대 능력은 80만B/D 정도로 추정된다. '89년의 원유처리량은 682천B/D, 가동율은 82%이다. 정유공장별 설비능력은 〈표-7〉과 같다.

인도네시아의 수요패턴은 휘발유 수요는 적고 중간유분은 많기 때문에 설비능력도 FCC, Reformer가 적고, 수소화 분해장치는 큰 패턴을 이루고 있다. FCC는 Musi 정유공장에 14천B/D, Reformer는 Balikpapan, Cilacap, Dumai의 정유공장에서 합계 69천B/D가 있을 뿐이다. 한편 수소화 분해장치는 Balik-

papan, Dumai 정유공장에 합계 111천B/D의 능력을 갖고 있다. 그러나 수소화 분해장치는 기술상의 문제 때문에 설비능력의 50% 밖에 가동되고 있지 않은 상태이다. 페르타미나는 90년대 후반까지 이 가동율을 90% 이상으로 끌어올릴 계획이다.

7. 정제설비의 증설·시설고도화 계획

현재 페르타미나는 Cilacap, Balikpapan, Musi의 각 정유공장에서 정제설비의 증강을 계획하고 있다. 공사 완공은 모두 '93년을 목표로 하고 있다. Cilacap 정유공장에서는 능력 60천b/d의 잔사유접촉분해장치(RCC)를 도입하여 LSWR을 처리함과 동시에 상압증류장치(+45천b/d), 운할유제조장치(+190천톤/년), 아스팔트제조장치(+270천톤/년)를 증강할 계획이다.