

BSPE 97624-00-1085-2

아산항 조력발전 타당성 검토

A Study of Tidal Power Development
at Asan Harbour

1997. 12.

한국해양연구소

제 출 문

한국해양연구소장 귀하

본 보고서를 “아산항 조력발전 타당성 검토” 과제의 보고서로 제출합니다.

1997년 12월

한국해양연구소

연구책임자 : 송원오
연구원 : 염기대, 이달수
이광수, 강석구
소재귀, 진재율
박진순
위촉연구원 : 정공일(한아Eng.)
연구조원 : 백원대

요약문

I. 제목

아산항 조력발전 타당성 검토

II. 연구개발의 중요성 및 목적

아산만은 우리 나라 서해 중부 경기만 남부에 위치하며 서해안에서도 조차가 가장 큰 곳으로 천혜의 조력발전 후보지로 알려져있으며, 서해안 조력자원 타당성 검토 사업에서도 가장 유망한 지점으로 판명되었으나 항만 개발 계획에 밀려 조력 지점으로 선정되지 못했다. 현재 아산만 북부에는 항만 건설 공사가 진행 중이며, 항만개발계획이 일단 확정된 상태이다.

본 연구는 조력자원 개발입지 확보 차원에서 항만입지를 제외한 수역에 대한 적정 발전규모를 산정하는데 목적이 있다. 이는 서해안 조력개발 입지가 차츰 상실되고 있다는 점을 감안하면 입지 확보 차원에서 바람직한 일이다.

III. 과업의 주요내용 및 결과

본 과업은 제1부 아산항 조력발전 예비타당성 검토, 제2부 선진국 조력발전 개발 사례 연구, 그리고 별책으로 Tidal Power Plants(Revised Edition)으로 구성된다.

제1부에서는 제2장 현재 건설 중인 아산항 개발 기본계획, 건설계획 소개, 제3장 1970년대 Sogreah사와 KORDI의 아산만 조력 지점 검토 결과 소개 및 아산항 개발후 남는 수면적을 이용한 조력발전 가능성 검토, 제4장 적정 시설용량 산정결과 낙조식 200MW(연간발전량 443GWh), 창조식 120MW(연간발전량 225GWh)이다. 아산만 조력발전 개발은 조력지점의 확보 외에, 부수적인 기대 효과로 아산호 및 삼교호 홍수시 조지를 우수지로 활용하는 방안, 조지를 해안 친수공간으로 개발하는 방안 등이 있다.

제2부에서는 프랑스, 영국, 미국, 캐나다, 러시아의 조력발전 사업 추진 경위와 성과를 국가별로 소개한다. 제2장에서는 프랑스 Rance 조력발전소 발전 방식 연구, Bulb 수차·발전기 개발, Rance 발전소 시공법, 운전 경험, 실적 및 평가, Chausey 조력발전 개발 계획을 소개한다. 제3장에서는 영국의 Severn, Mersey 조력발전 개발 계획 및 Conwy, Wyre 등 소규모 시험 발전소 개발 계획을 소개한다. 제4장에서는 미국의 Passamaquody만 조력발전소 건설 사업과 Cook Inlet 타당성 검토 사업과 캐나다의 Fundy만 타당성 검토 사업, Annapolis 시험 발전소 건설 사업을 소개한다. 제5장에서는 러시아 Kislaguba 시험 발전소, Mezen만 타당성 검토, Okhosk해 Tugur만, Penzhin만, Kolsk 시험 발전소 계획을 소개한다.

현재까지 Rance 조력발전소 건설은 조력발전 사업 중에서도 가장 성공적이라 할 수 있으며, Annapolis 시험 발전소도 Straflo 수차·발전기의 운전 자료를 축적해 가고 있다. 현재 각국의 조력발전 사업은 별다른 진척이 없지만, 범 지구적인 기후 변화, 환경문제가 거론되면서 새로운 청정 에너지 개발 필요성은 점차 증대 될 것이며, 부존 에너지 자원이 부족한 우리 나라에서는 지속적인 연구 개발이 바람직하다.

SUMMARY

I. Title

A Study of Tidal Power Development at Asan Harbour

II. Significance and Objective of the Study

Asan bay is located in the south of Kyunggi bay, and it is well known for high tides and tidal power site in the west coast. Even if it is good for tidal power development, it has not been designated for tidal power site because of its conflict with harbour development. Now the harbour development plan is fixed and construction work is underway.

The purpose of this study is to investigate an optimal plant size utilizing the remaining basin area. This effort is very desirable for identifying tidal power sites in view of missing of good tidal power sites.

III. Contents and Results of the Study

The study consists of two parts: Part I- A Study of Asan Tidal Power Development, Part II- State-of-the-Art of worldwide Tidal Power Studies and Revised edition of Tidal Power Plants, published by KORDI, 1996 under separate cover.

Part I covers development and construction plans of Asan harbour, Asan tidal power schemes identified by Sogreah and KORDI in 1970s, an optimized installed scheme utilizing remaining basin after harbour development, optimized installed capacity, annual energy calculation, etc. The study results show 200MW(443GWh) for ebb generation, 120MW(225GWh) for flood generation. As substantial benefits of the

tidal basin, it could be used for flood reservoir and water front for recreation.

Part II describes state-of-the-art of the worldwide tidal power studies of France, UK, USA, Canada, Russia; In Chapter 2 La Rance tidal power station and Chausey tidal power projects, In Chapter 3 Severn and Mersey tidal barrage projects, In Chapter 4 Passamaquoddy and Cook inlet, Fundy Bay and Annapolis tidal generating station, In Chapter 5 Kislayaguba tidal power plant, Mezen, Tugur, Penzhin bays, and Kolsk pilot plant project.

The Rance is a very successful tidal power project and Annapolis tidal station is also successfully operating now. At the moment, none of the tidal power projects in the world is active. But global changes of climate and environment will push to alternative energy resources development. In Korea with a poor energy resources, it is very desirable to undertake a long term R&D program of tidal power development.

목 차

| | |
|----------------------------------|-----------|
| 요약문 | iii |
| 도목차 | xiii |
| 표목차 | xviii |
| | |
| 제1부 아산항 조력발전 타당성 검토 | 1 |
| | |
| 제1장 서론 | 3 |
| | |
| 제2장 아산항 개발 개관 | 5 |
| 제1절 개발 기본 계획 | 5 |
| 제2절 항만 건설 계획 | 5 |
| | |
| 제3장 조력발전소 건설 방안 검토 | 8 |
| | |
| 제4장 적정시설용량 산정 | 11 |
| 제1절 개요 | 11 |
| 제2절 최적발전량 산출 수치모형, TEGEN | 13 |
| 1. 이론적 배경 | 13 |
| 2. 프로그램 구성 및 입력자료 | 18 |
| 3. 조력발전의 최적화 과정 | 24 |
| 제3절 적정발전규모 산정 | 26 |
| 1. 낙조발전 | 26 |
| 2. 창조발전 | 33 |
| | |
| 제5장 결론 및 토의 | 39 |

| | |
|--|-----------|
| 참고문헌 | 41 |
| 제2부 선진국 조력발전 사례 연구 | 43 |
| 제1장 서론 | 45 |
| 제2장 프랑스 | 46 |
| 제1절 La Rance TPP | 46 |
| 1. Rance TPP 시공 | 49 |
| 2. Rance TPP 운전 경험 | 55 |
| 3. Rance TPP 운전 실적 | 57 |
| 4. Rance TPP 평가 | 62 |
| 제2절 Chausey TPP | 63 |
| 제3장 영국 | 69 |
| 제1절 Severn Barrage | 69 |
| 제2절 Mersey Barrage | 77 |
| 제3절 기타 TPP 지점 | 78 |
| 제4장 미국 및 캐나다 | 80 |
| 제1절 Passamaquoddy만 및 Cook Inlet | 80 |
| 1. Passamaquoddy TPP | 80 |
| 2. Cook Inlet | 82 |
| 제2절 Fundy만 | 84 |
| 1. Fundy TPP-1969 | 84 |
| 2. Fundy TPP-1977 | 85 |
| 3. Fundy TPP Updates-1982 & 1985 | 86 |
| 4. Annapolis Pilot TPP | 89 |
| 제5장 러시아 | 91 |

| | |
|--------------------------------------|------------|
| 제1절 개황 | 91 |
| 제2절 Kislaya Guba TPP | 92 |
| 제3절 Mezen TPP | 97 |
| 제4절 Okhotsk해 | 100 |
| 1. Penzhinskaya TPP | 101 |
| 2. Tugur TPP | 102 |
| 제5절 Pilot-commercial Kolsk TPP | 103 |
| 제6장 결론 | 105 |

CONTENTS

| | |
|--|-------|
| SUMMARY | v |
| List of Figures | xiii |
| List of Tables | xviii |
| Part I A Study of Tidal Power Development | 1 |
| at Asan Harbour | |
| Chapter 1. Introduction | 3 |
| Chapter 2. Overview of Asan Harbour Development | 5 |
| Section 1. Master plan of Harbour Development | 5 |
| Section 2. Harbour Construction Plan | 5 |
| Chapter 3. Asan Tidal Power Scheme | 8 |
| Chapter 4. Optimization of Tidal Power Scheme | 11 |
| Section 1. Introduction | 11 |
| Section 2. Numerical Optimization Model, TEGEN | 13 |
| 1. Theory | 13 |
| 2. Program & Input Data | 18 |
| 3. Optimization Procedures | 24 |
| Section 3. Optimization | 26 |
| 1. Ebb Generation | 26 |
| 2. Flood Generation | 33 |
| Chapetr 5. Conclusion & Discussions | 39 |

| | |
|---|----|
| References | 41 |
| | |
| Part II Worldwide Major Tidal Power Development Projects | 43 |
| | |
| Chapter 1. Introduction | 45 |
| | |
| Chapter 2. France | 46 |
| Section 1. La Rance TPP | 46 |
| 1. Construction of La Rance TPP | 49 |
| 2. Operating Experience of La Rance TPP | 55 |
| 3. Operating Results of La Rance TPP | 57 |
| 4. Review of La Rance TPP | 62 |
| Section 2. Chausey TPP | 63 |
| | |
| Chapter 3. UK | 69 |
| Section 1. Severn Barrage | 69 |
| Section 2. Mersey Barrage | 77 |
| Section 3. Other TPP Barrage | 78 |
| | |
| Chapter 4. USA & Canada | 80 |
| Section 1. Passamaquoddy Bay & Cook Inlet | 80 |
| 1. Passamaquoddy TPP | 80 |
| 2. Cook Inlet | 82 |
| Section 2. Fundy Bay | 84 |
| 1. Fundy TPP-1969 | 84 |
| 2. Fundy TPP-1977 | 85 |
| 3. Fundy TPP Updates-1982 & 1985 | 86 |
| 4. Annapolis Pilot TPP | 89 |
| | |
| Chapter 5. Russia | 91 |

| | |
|---|------------|
| Section 1. Introduction | 91 |
| Section 2. Kislaya Guba TPP | 92 |
| Section 3. Mezen TPP | 97 |
| Section 4 Sea of Okhotsk | 100 |
| 1. Penzhinskaya TPP | 101 |
| 2. Tugur TPP | 102 |
| Section 5. Pilot-commercial Kolsk TPP | 103 |
| Chapter 6. Conclusions | 105 |

도 목 차

(List of figures)

Part I

| | | |
|------------|--|----|
| Fig. 2.1.1 | Layout of Asan harbour and Asan bay tidal power development plan | 6 |
| Fig. 3.1 | Asan bay tidal power schemes, KORDI | 10 |
| Fig. 4.2.1 | Performance curve of Escher Wyss 20MW turbine generator | 17 |
| Fig. 4.2.2 | Variation of energy output according to starting head | 20 |
| Fig. 4.2.3 | Main inter-relationships among variables for optimizing a tidal scheme | 25 |
| Fig. 4.3.1 | Characteristic optimization curve of ebb generation | 30 |
| Fig. 4.3.2 | Computed ebb tidal energy at Asan in July 1998 | 32 |
| Fig. 4.3.3 | Characteristic optimization curve of flood generation | 36 |
| Fig. 4.3.4 | Computed flood tidal energy at Asan in July 1998 | 38 |

Part II

| | | |
|------------|--|----|
| Fig. 2.1.1 | Bed profile of alignment and plan of the Rance TPP structures | 48 |
| Fig. 2.1.2 | Cross-section of TPP powerhouse along generating unit axis | 48 |
| Fig. 2.1.3 | Plan of cofferdams: 1 - sheet-pile cells 19 m in dia; 2 - sheet-pile cells 21 m in dia supported by reinforced-concrete columns; 3 - cellular cofferdam; 4 - lock pit; 5 - concrete cofferdam with crest elevation of +7 m | 49 |
| Fig. 2.1.4 | Cofferdam 21 m in diameter: (a) pattern of "comb" arrangement; (b) column-to-cell joint; (c) column foundation; (d) pressure profile; 1 - reinforced-concrete floating column; 2 - stoplogs; 3 - cells of metallic sheet piles; 4 - rock bed; 5 - overweight block; 6 - temporary bridge; 7 - sand; 8 - support projection for stoplogs; 9 - concrete slab under column shoe; 10 - foundation concrete ring under column; 11 - concrete-lines slope, 3:1 conjugation | 50 |

| | | |
|-------------|---|----|
| Fig. 2.1.5 | Placing of reinforced-concrete floating column: 51 1 - air bleeding valve; 2 - river bottom; 3 - kingston valve for water discharge; 4 - two steel cables attached to bottom edges; 5 - concrete pad fabricated in movable caisson; 6 - column being placed vertically; 7 - column in position; 8 - winch; 9 - concrete foundation; 10 - anchored barge | 51 |
| Fig. 2.1.6 | Stages of estuary closing: 1 - seven sheet-pile cells 52 to be later connected by sheet piles along arc-like jig; 2 - same of eight cells; 3 - same of six cells; 4 - same of three cells; 5 - floating columns 9 m in dia and 19-27 m in height; 6 - concrete foundations under columns; 7 - 19 columns; 8 - 7 closure channels 18 m long each; 9 - 11 closure channels 21 m each; 10 - sheet-pile cells connecting columns into pairs; 11 - sluices are open | 52 |
| Fig. 2.1.7 | Closing schedule (a) and north cofferdam construction 53 sequence (b) | 53 |
| Fig. 2.1.8 | Sluicing ebb discharges after installation of 11 columns 54 in north cofferdam (Oct. 14, 1962) (Photo: EDF) | 54 |
| Fig. 2.1.9 | The Rance TPP powerhouse construction in central pit 54 (Photo: EDF) | 54 |
| Fig. 2.1.10 | General view of the Rance TPP(Photo: EDF) 55 | 55 |
| Fig. 2.1.11 | Methods of the Rance TPP operation: (a) spring period, 58 double-effect operation; (b) single-effect operation with pumping; (c) diversifying of single- and double-effect operation as dictated by system loads; (d) power curves for case (a); (e) same for case (b); FT - forward turbine operation; Wt - waiting; BT - backward turbine operation; FS - forward sluicing (filling); FP - forward pumping operation; BS - backward sluicing (emptying); BP - backward pumping operation | 58 |
| Fig. 2.1.12 | Typical curves of the Rance TPP operation in the spring 60 and neap tides periods | 60 |
| Fig. 2.2.1 | Alternative TTP schemes of Saint Malo Bay and adjacent 64 water areas: 1 - Chausey TPP 1942-1947, double-basin scheme, 150 vertical-shaft generating units, $N = 20$ MW, $E = 13$ TWh, $L_{sep. emb} = 21.5$ km, $L_{main dam} = 23.5$ km, $H = 36$ m; $S = 540$ km ² ; 2a - Chausey TPP, EDF 1955-1956, single-basin scheme, $S = 730$ km ² , $L_{dam} = 37$ km, $N_{inst} = 12$ GW, $E = 28$ TWh, 2b - Chausey TPP, single-basin, $L_{dam} =$ | 64 |

33 km, $H = 20$ m, $E = 15$ TWh; 3 - Minquiers TPP, $L_{\text{main dam}} = 65$ km, $E = 50$ TWh; 4 - Mel project, $L_{\text{main dam}} = 115$ km, $S = 4750$ km²; 5 - Mel project, $L_{\text{main dam}} = 110$ km, $H = 55$ m, $S = 3400$ km²; 6 - Jersey TPP, $L_{\text{main dam}} = 85$ km, $E = 70$ TWh; 7 - Cotentin-Centre 1982, double-basin scheme, $S = 200$ km², $L_{\text{dam}} = 69$ km, $E = 5.3$ TWh

| | | |
|------------|---|----|
| Fig. 2.2.2 | Double-level design of the Chausey TPP units: (a) TPP powerhouse - unit for 4 generating units (78.4 MW); (b) unit including 4 sluices (400 m ²) | 66 |
| Fig. 2.2.3 | Minquiers TPP project: 1 - TPP powerhouse; 2 - sluices | 67 |
| Fig. 3.1.1 | Severn TPP schemes: 1 - single-basin scheme of Wilson (1968) (alternative A'); 2 - single-basin scheme of Wilson (1966) and Wilson-Bondi (1968) (alternative A), inner barrage; 3 - double-basin scheme with enlarged basin (alternative B); 4 - double-basin scheme of Shaw; 5 - single-basin external scheme of Martin (1945) (alternative C); 6 - scheme of Russel; 7 - scheme of Hooker; 8 - sluices; 9 - generating units | 70 |
| Fig. 3.1.2 | Diagram of structures arrangement, project of CEGB: A - upper pool; B - lower pool; 1 - reversible generating units 2.5 GW in capacity; 2 - pumps; 3 - embankments separating lower pool; 4 - reversible generating units 6 GW in capacity; 5 - tunnel; 6 - bridge | 71 |
| Fig. 3.1.3 | Modified double-basin scheme: (a) course of levels L in mean spring tide, tidal range of 11.6 m ; (b) and (c) power N values in generation (G) and pumping (P) modes; 1 - major (upper) basin; 2 - auxiliary (lower) basin | 72 |
| Fig. 3.1.4 | Turbine caisson of the Severn TPP. Design of 1989 | 74 |
| Fig. 3.1.5 | Sluice caisson of the Severn TPP. Design of 1989 | 75 |
| Fig. 3.1.6 | Construction schedule of the Severn TPP. Design of 1989 | 75 |
| Fig. 4.1.1 | Large international double-basin scheme of utilizing energy of Passamaquoddy and Cobscook bays and alternatives: 1 - fillingsluices - 40 sluices and lock, 1959 and Cooper project, 1921; 2 - dams, 1959; 3 - dams, 1921; 4 - dam and lock, 1921; 5 - 50 sluices ,1959; 6 - 70 sluices, 1959; 7 - lock, 1959; 8 - dams, 1959; 9 - sluices, 1921; 10 - lock, 1921; 11 - dam and lock ,1959; A-B-C - small double-basin scheme, 1941; I - small single-basin single-effect scheme; G - | 81 |

Copper project, 1925-1935 (Cobscook Bay - power basin); *C* - Fleming's commission project, 1936 (Cobscook Bay - upper basin); GC and GEC - common to both alternatives; II - small TPPs in Cobscook Bay: 1 - Berg; 2 - Gooz, 3 - Cable; 4 - Cooper; 5, 7 - Dadly; 6 - Half-Moon Cove

| | | |
|------------|---|----|
| Fig. 4.1.2 | Alignments of possible TPP construction in the Cook inlet studied in 1977; A1 - Knik Arm; A2 - Turnagain Arm; A3 - Turnagain-Knik (double-basin scheme) | 83 |
| Fig. 4.2.1 | Location of Fundy TPP sites: 1-7 - project of 1965; 7.1, 7.2, 8.1 - project of 1969; A1-A13, B1-B10 - project of 1977 | 85 |
| Fig. 4.2.2 | Cumberland TPP powerhouse caisson | 86 |
| Fig. 4.2.3 | Level variation curves in the basin (1) and in the sea (2) | 90 |
| Fig. 4.2.4 | Construction of Annapolis TPP | 90 |
| Fig. 5.2.1 | Location of Kislaya Guba TPP | 93 |
| Fig. 5.2.2 | Layout of structures (a) and general view of the Kislaya Guba TPP (b) : 1 - TPP powerhouse; 2 - berth; 3 - water-level recorder; 4 - storage tanks of fuels and lubricants; 5 - power supply and communication lines to water-level recorders; 6 - apartment for attending and research personnel; 7 - sport ground; 8 - children's playground; 9 - vegetable storage; 10 - standby diesel power plant; 11 - switchboard room; 12 - open distributing device substation, 35 kV; 13 - external water-supply pipeline; 14 - hydrometeorostation; 15 - power supply and communication lines to water intake and basin water-level recorder; 16 - storage; 17 - water-level recorder in internal basin; 18 - cathodic protection anode; 19 - power transmission line, 35 kV; 20 - communication line; 21 - abutment dams; 22 - gate storage platform; 23 - internal roadstead berth; 24 - cathodic protection station | 93 |
| Fig. 5.2.3 | Longitudinal section of TPP powerhouse: (a) along generating-unit axis; (b) along sluice axis | 95 |
| Fig. 5.2.4 | Caisson TPP powerhouse in the roadstead of the Kislaya Guba | 96 |
| Fig. 5.3.1 | Evolution of the Mezen TPP alignment: I - 1935, $L_{dam} = 2.8$ km, 45 generating units and 40 sluices, double-effect operation, $N = 112$ MW, $E = 0.48$ TWh; II - 1940, $L_{dam} = 3.5$ km, single-effect operation, 350 MW, 1 TWh; III - 1940, $N = 250$ MW, $E = 0.67$ TWh; IV - 1960-1962, $L_{dam} = 4$ km, $N = 0.5$ GW, $E = 1.35$ TWh; | 98 |

IVa - 1960-1962, $L_{dam} = 9$ km, $N = 1$ GW, $E = 3$ TWh;
 V - 500 MW, 1.35 TWh; VI and VII - 1976, $L_{dam} = 50$
 km, $N = 8.8$ GW, $E = 25$ to 30 TWh; IX - 1983-1991,
 $L_{dam} = 66.3$ km, $S = 2640$ km², $N = 15.2$ GW, $E = 45.87$
 TWh, 800 generating units, $D_1 = 10$ m, double-effect
 operation, $S = 860$ km², $N = 6$ GW, $E = 10$ TWh, VIII -
 1976, $L_{dam} = 87$ km, $S = 2215$ km², 400 generating units,
 $D_1 = 8.5$ m, $N = 8.8$ GW, $E = 25-30$ TWh; IX - 1983
 $L_{dam} = 74.5$ km, $S = 2330$ km², $N = 15.2$ GW, $E = 50$
 TWh, 800 generating units, $D = 10$ m, double-effect
 operation

Fig. 5.4.1 Location of the Tugur and Penzhinskaya TPPs 100

표 목 차

(List of Tables)

Part I

| | | |
|-------------|---|----|
| Table 3.1 | Asan bay tidal power schemes | 9 |
| Table 4.2.1 | Astronomical arguments of four major constituents in 1998 | 22 |
| Table 4.2.2 | Computed amplitudes and phase lags of tidal constituents | 22 |
| | at Asan Bay | |
| Table 4.2.3 | Basin area according to the elevation of Asan Bay | 23 |
| | after tidal barrier construction | |
| Table 4.2.4 | Characteristic parameters of Escher Wyss 20MW turbine | 24 |
| Table 4.3.1 | Computed annual energy outputs for the turbine-sludge | 28 |
| | combinations for the case of ebb-generation at Asan | |
| Table 4.3.2 | Computed ratio of the construction cost to annual energy | 29 |
| | output according to the turbine-sludge combinations | |
| | for the case of ebb-generation at Asan | |
| Table 4.3.3 | Computed ebb tidal energy for 10 turbines and 4 sluices | 31 |
| | at Asan in July 1998 | |
| Table 4.3.4 | Computed annual energy outputs for the turbine-sludge | 34 |
| | combinations for the case of flood-generation at Asan | |
| Table 4.3.5 | Computed ratio of the construction cost to annual energy | 35 |
| | output according to the turbine-sludge combinations | |
| | for the case of flood-generation at Asan | |
| Table 4.3.6 | Computed flood tidal energy for 6 turbines and 2 sluices | 37 |
| | at Asan in July 1998 | |

Part II

| | | |
|-------------|--|----|
| Table 2.1.1 | Operating modes of the Rance TPP | 57 |
| Table 2.1.2 | Efficiency of TPP operation in different regimes for maximum | 61 |
| | income optimization(for 4 weeks of 1983-95), % | |
| Table 2.1.3 | Operation of the Rance TPP in 1990 | 61 |

| | | |
|-------------|--|----|
| Table 2.2.1 | General data on design of Chausey TPP, 1942-58 | 65 |
| Table 4.2.1 | Comparison of Fundy projects of 1977 and 1982 | 88 |

제1부 아산항 조력발전 타당성 검토

제1장 서론

우리 나라 경기만 일대는 조석간만의 차가 크고, 리아스식 해안선은 굴곡이 심해 조력 에너지 개발에 적합한 조건을 갖추고 있어 이미 1930년대에 조력개발을 위한 조사가 실시된 바 있고 이후에도 수차에 걸쳐 국내 기술진에 의한 조력 자원 개발을 위한 조사 연구가 수행되었다. 특히 아산만은 조사 결과 경기만 일대에서도 조력 자원 개발 가능성이 가장 높은 곳으로 나타나 한전 등 관련 기관에서 관심을 가지고 개발 타당성을 검토한 적도 있으나 국가의 타 개발 계획에 밀려 결국 조력 개발 후보지점에서 제외되고 현재는 항만 개발 사업이 진행되고 있다.

조력발전의 원리는 조석간만 차가 크게 발생하는 연안 해역에 방조제를 설치하여 해수 저수지를 조성하고 조시에 따라 해수의 유통을 차단함으로써 발생하는 외해와의 수위차를 이용하여 발전하는 것으로 조력발전의 경제성은 방조제의 길이가 짧고 해수 저수지 즉 조지의 면적이 넓을수록 그리고 조석간만의 차가 클수록 높아지게 된다. 발전방식은 창조시에 외해 해수를 조지에 채워넣고 낙조시에 조지의 물을 외해로 방출하면서 발전하는 낙조식 발전과 낙조시에 조지 내의 물을 외해로 방출하여 조지를 비우고 창조시에 외해의 물을 조지 내로 보내면서 발전을 하는 창조식 발전, 그리고 두 가지 방식을 병행하는 양방향 발전방식이 있다. 가장 일반적인 발전방식은 낙조식 발전으로 동일한 시설용량으로 가장 많은 전력을 생산할 수 있다. 낙조식 발전의 경우 조지 내 수위는 거의 항상 평균해면 이상으로 유지되고 조지 내 수역이 외해 파랑으로 부터 차폐되어 정온이 유지되므로 방조제 구간 에 선박 통행용 갑문을 설치 할 경우 항만과의 병행 운용도 가능하다.

한편, 항만개발의 경우는 항내수역의 수위가 조석간만에 따라 크게 변하게 되면 접안 및 하역에 막대한 지장을 주게 되므로 특수한 시설이 필요하게 되고 따라서 보통 조석간만 차가 큰 해역에서는 외해와의 해수 유통을 차단하는 갑문식 항만을 설치하여 항내 수위 변화를 억제하는 방법을 쓰게 된다. 따라서 아산만과 같이 조석간만 차가 크게 발생하는 곳에서는 항만과 조력발전소를 동시에 개발하는 방안

도 생각해 볼 수 있다. 이와 같은 병행 개발안은 이미 1970년대 중 후반에 제안되어 검토된바 있으며 당시 아산만 수역을 나누어 항만과 조력발전을 별도로 개발하는 안, 동일 수역에 대해 항만과 조력발전을 같이 개발하는 안 등 여러 가지 개발안이 제시되었다. 그러나 1980년대 및 90년대 중반까지 국가의 전력 수급 정책은 원자력과 화력에 집중되어 조력개발에 대한 관심이 적어지고, 특히 아산만의 경우 항만과 병행 개발할 경우 그 개발 주체간의 이해 상충으로 사업 추진이 더 어렵게 되어 관심 밖으로 사라지게 되었다. 그러나 최근 국내외적으로 환경문제에 대한 관심이 고조되면서 이에 따라 화력 및 원자력 발전의 입지 확보가 어려워지고 막대한 환경 비용 부담 등 화석 연료 에너지 개발의 문제점이 점차 부각되어 국내에 부존하는 무공해 청정 에너지를 개발해서 실용화하는 문제는 국가적으로 시급한 과제가 되고있다.

따라서 여기서는 과거 일차 검토 후 관심 밖으로 밀려나 있던 아산만 조력발전 에 대한 현재 진행 중인 아산항 개발 계획을 감안, 항만과의 병행개발 방안에 대해 그 가능성을 검토하였다. 현재 실시 설계가 진행 중인 아산만 북측 갑문식 항만에 대한 동일수역 조력발전 병행방안은 기본 계획 수립부터 고려되었을 경우 항만과 조력발전소와의 적절한 기능 조정을 통하여 실현이 가능하나 본 연구가 착수되는 시점에는 이미 항만 단독 개발 방식에 의한 설계가 거의 완료된 상태여서 분석대상에서 제외하고 분리개발 방안에 대한 조사분석에 주안점을 두고 과업을 수행하였다.

제2장 아산항 개발 개관

제1절 개발 기본 계획

아산만 주변 해안은 경기도 화성군과 평택시, 충청남도 아산군과 당진군 등 4개 군과 접하며, 장래 항계선으로 계획할 수 있는 경기도 화성군 서신면 제부리 제부도 남단과 충청남도 당진군 석문면 석문각 끝단을 연결한 총 수제선 길이 104km, 수면적 320km²로 대규모 항만개발에 충분한 입지조건을 갖추고 있다(Fig. 2.1.1).

아산만은 우리 나라에서도 조차가 가장 큰 곳이나 내륙 깊숙이 위치하여 외해로부터 내습하는 파랑의 영향을 거의 받지않고 항만 배후 수송 여건은 기존 국도 외에도 만 내를 가로지르는 서해안 고속국도가 완공되면 수도권 뿐만 아니라 중·남부권과의 연결성도 매우 양호하다. 특히 중국과의 교역량이 지속되고 있어 아산항은 중국과의 거리가 가까울 뿐아니라 수도권과의 연계도 용이하여 대 중국 교역에 주 항만으로 가장 유리한 여건을 갖추고 있다. 이와 같이 아산항 주변 입지 현황은 항만개발에 유리하여 항만 관련 각종 개발 계획이 활발하다.

아산항 개발 기본 계획은 중부권 개발이라는 국가 정책 방향에 적극 부응하고 2000년대 항만 개발방향 등을 감안하여 중부권 지역의 중추적 대규모 항만, 동북아 교역 증대에 대비한 항만, 국토계획차원에서의 파급효과, 해운·항만 산업 개발에 대응하는 장기적인 항만 등을 고려하였다.

제2절 항만 건설 계획

아산항 접안시설은 개발목표년도(2011년)의 시설 수요에 따른 소요 판단을 위해 시설 소요 물동량에의한 품목 별 시설 규모를 판단하였다. 즉, 양곡, 시멘트, 자동차, 철강재, 고철, 철광석, 석탄, 목재, 기계류, 일반화물, 모래, 유류, 액체, 가스류를 포함한 시설 소요 판단 결과 총 62선석, 유류돌핀 7기를 계획하였다.

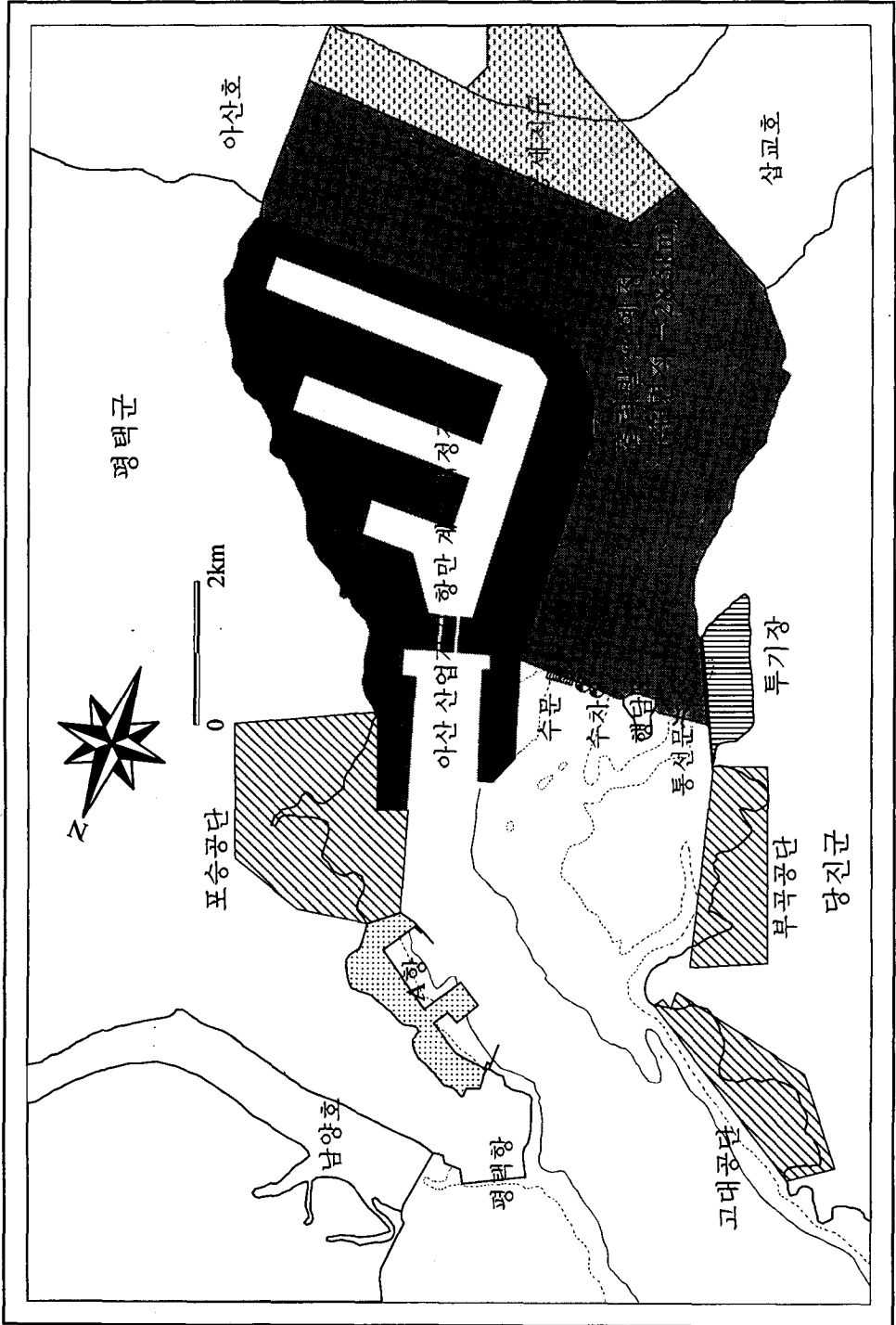


Fig. 2.1.1 Layout of Asan harbour and Asan bay tidal power development plan.

아산항은 행정구역, 시설현황, 기능 등을 고려하여 편의상 6개 지구(화성, 평택, 포승, 공세, 송악, 석문)로 세분하여 장차 서해의 중추 항으로써 역할을 하는데 손색이 없도록 계획하였다.

아산항 건설 계획은 개발 단계 별로 부두시설 소요규모에 따라 부두의 전문성과 운영상의 효율성 등을 감안하였다. 단계별 건설 계획은 국가 경제 개발 5개년 계획에 맞추어 1단계(-1997), 2단계(1998-2001), 3단계(2002-2006), 4단계(2007-2011)로 구분했다.

접안시설은 목표년도까지 62선석으로 지방자치 단체 및 민간업체 건설 계획 24선석을 계획에 반영하고 포승지구에 38선석을 단계 별로 건설하도록 계획하였다. 갑문시설과 함께 내항에 축조되는 3270m의 부두건설은 배후지역과 연계성을 고려하여 내항 부두중 제1, 2, 5부두의 안벽을 우선적으로 건설하도록 계획하였다.

제3장 조력발전소 건설방안 검토

아산만은 우리 나라 서해 중부 경기만 남측에 위치하고, 경기도 평택 군과 충청남도 당진군과 아산군에 접하는 해역으로, 아산만으로 흘러드는 안성천과 삼교천 하구에는 아산 방조제와 삼교방조제가 각각 축조되어 있다. 이곳의 조차(평균조차 6m)는 우리 나라 연안에서도 가장 커서 조력발전에 아주 유리한 입지조건을 갖추고 있다.

이곳은 이미 1930년대 초부터 조력발전 입지로 검토되었고, 1950년대와 1960년대에는 한전의 서해안 일대의 조력발전 부존량 검토 단계에서도 유망한 입지로 거론된 바 있고, 그 이후 1970년대에는 Sogreah사(1974), KORDI(1978) 보고서에서도 각각 검토된 바 있다.

Sogreah사의 서해안 조력발전 계획 예비 타당성 조사 보고서는 서해안 일대의 아산만, 가로림만, 천수만 3개 지점을 대상으로 조지면적, 방조제 길이, 조차를 감안하여 비교 검토한 결과 아산만을 조력발전소 최적지로 선정하였다. 그러나 그 당시 건설부는 제2제철소 건설 입지로 아산만을 이미 내정하고 있었기 때문에 조력발전과 공업항 개발을 동시에 고려하게 되었다. 따라서 아산만 종합개발 계획의 일환으로 Sogreah사가 조력발전 타당성, 항만 및 공업단지 개발 가능성도 검토하였다.

조력발전소와 아산공업항의 결합 방안으로 조력발전소와 항만을 분리하여 독립적으로 개발하는 방안, 공동으로 개발하는 방안 등을 제안했다. Sogreah사가 제안한 조력발전 계획 6개안은 다음과 같다.

제1안 Tidal power plant without harbour

제2안 Tidal power plant with separate harbour

제3안 Harbour with separate tidal basin

제4안 Harbour and auxiliary basin operated as paired basins

제5안 Harbour connected to a basin

제6안 Whole bay used as harbour and tidal basin.

여기서 제1안은 조력발전 단독개발안이고 나머지 안들은 항만 공동개발안이며, 이

중에서 대표적인 제1안과 6안의 개발규모는 Table 3.1과 같다.

Table 3.1 Asan Bay Tidal Power Schemes.

| Scheme | Sogreah | | KORDI | | |
|------------------------------|----------|----------|----------------|----------------|----------------|
| | Scheme 1 | Scheme 6 | Asan Outer(6A) | Asan Inner(6B) | 6B Base Case 1 |
| No of Generating Units | 30 | 12 | 44 | 30 | 24 |
| Generating Unit Capacity(MW) | 15.4 | 15.4 | 15 | 15 | 15 |
| Installed Capacity(MW) | 460 | 185 | 660 | 450 | 360 |
| Annual Output(GWh) | 1200 | 485 | 1740 | 1345 | 962 |

KORDI보고서는 한전 주관으로 서해안 조력발전 부존자원 검토 사업의 일환으로 KORDI가 서해안 조력발전 10개 지점에 대한 예비타당성을 검토하면서 아산만 내측(6B), 외측(6A) 및 6B 항만 공동개발안을 제안했다(Fig. 3.1). 아산만 외측(6A)은 충남 당진군 석문면 성구미와 경기도 화성군 서신면 궁리를 연결하는 방조제 길이 6.6km, 조지면적 155km², 아산만 내측(6B)은 충남 당진군 송산면 한진리와 경기도 평택시 포승면 노미각을 연결하는 방조제 길이 2.4km, 조지면적 107km²이다.

본 연구는 현재의 아산항 기본 배치계획을 감안하여 조력발전이 가능한 지점을 찾아서 이용 가능한 조력에너지를 계산했다. 즉 아산항 개발 후 남는 수면적 28.5km²을 대상으로 조력발전을 검토했다. 발전소 구조물은 수차·발전기, 수문, 통선문 그리고 방조제로 구성되며, 총연장은 약 2km 정도 된다. 수문은 발전에 필요한 유량을 확보할 수 있는 용량이어야하며, 아산호, 삼교호 홍수량도 처리할 수 있어야 하나 홍수량에 대한 검토는 생략했다. 이 문제는 차후에 심도있는 검토가 필요하다. 또한 홍수시에는 조지를 미리 배수시켜 놓으면 유수지로써 홍수처리에도 큰 도움을 줄 수 있을 것이다. 통선문으로는 소형 선박의 입출항이 가능하게 하며 항

천시에는 어선들의 좋은 피항지로서 활용될 수 있다. 그리고 조지 내 수면은 해상 위락용으로 활용될 수 있다.

따라서 이 사업은 발전편의 뿐아니라 그 이외의 편익도 기대할 수 있다.

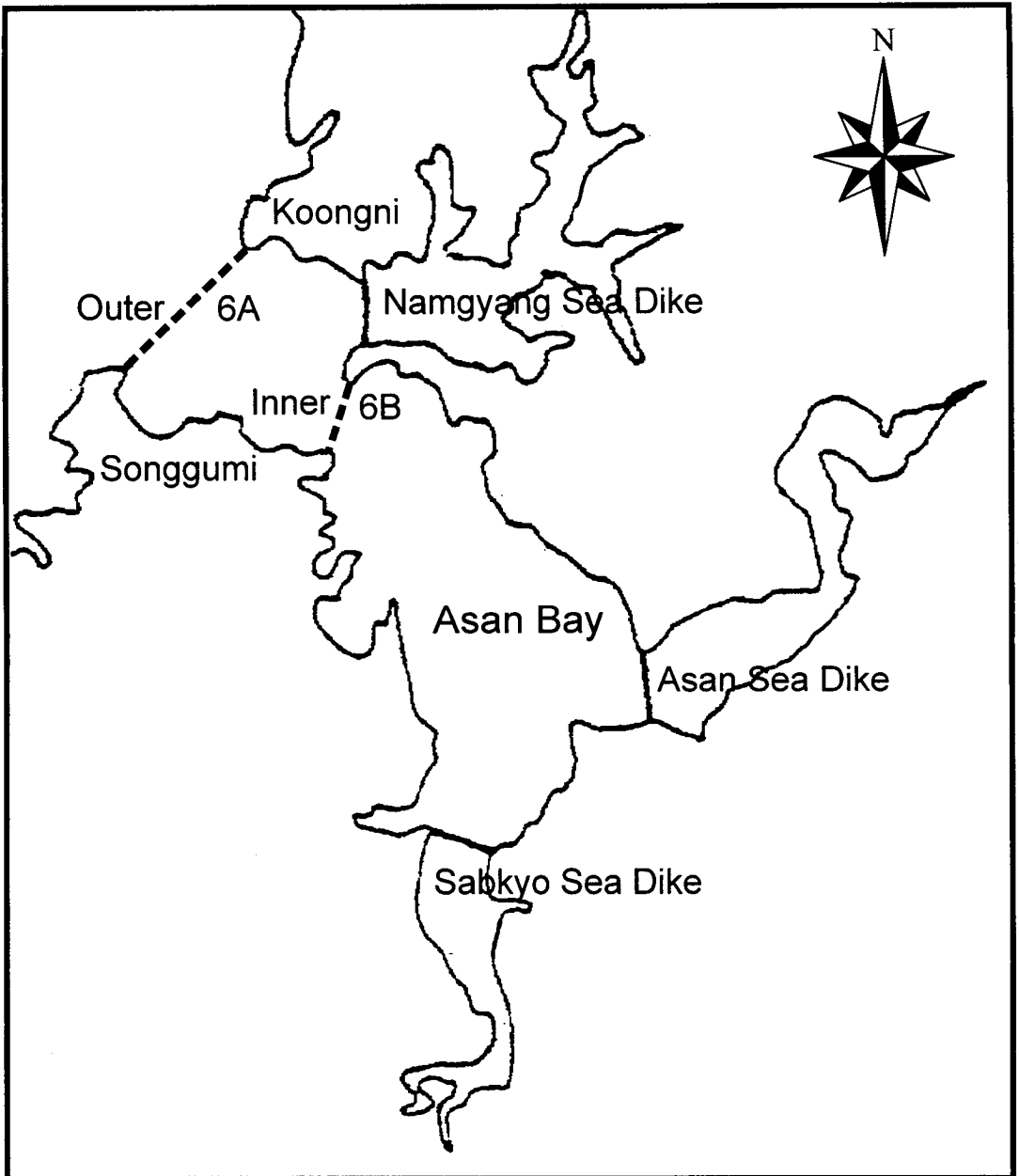


Fig. 3.1 Asan bay tidal power schemes, KORDI.

제4장 적정시설용량 산정

제1절 개요

조석간만을 이용하는 조력발전의 기본원리는 비교적 간단하고 수력발전과는 에너지의 근원이 서로 다르다. 수력에너지는 지구중력에 의해 물이 낮은 곳으로 흐르는 과정에서 생기지만, 조력에너지는 주로 달의 인력에 의한 조석현상으로부터 생긴다. 그러나 이러한 외력의 차이에도 불구하고 낙차를 이용하여 수차를 회전시켜 발전하므로, 조력 발전을 단순한 저낙차 수력 발전에 몇 가지 복잡한 요소들을 추가하여 고려한다.

조석의 두드러진 특징은 지역적으로 차이는 있으나 가장 규칙적으로 일어나는 해양현상중의 하나로 예측이 가능하다는 점이다. 이러한 주기성과 예측가능성 때문에 조력이 에너지원으로 주목을 받아 왔다. 어떤 특정 지역의 조석은 약 19년을 주기로 거의 동일하게 반복되며, 적어도 반일주조의 경우 조차와 간조 및 만조 발생 시각 간에는 연관성이 있다. 조력발전은 발전과 관련된 조수량이 비교적 일정하며 계절적 변화나 연변화가 거의 없다는 것이 수력 발전에 비해 유리한 점이며, 또한 미소한 기상영향의 오차를 제외하고는 주간, 월간 또는 연간발전량의 예측이 가능하다. 조력발전의 규모는 1) 외해 수위와 발전소 운전에 따른 조지 수위 변화에 따라 결정되는 가용수두, 2) 조지면적, 3) 수문용량, 4) 발전기용량, 5) 발전방식 등 서로 영향을 미치는 여러 가지 요소들에 의해 결정된다. 또한 수력발전은 최대효율에 중점을 두는 반면, 조력발전은 유량에 거의 제약을 받지 않으므로 최대출력에 중점을 둔다. 이런 점에서 조력발전과 수력발전은 완전히 다르며, 계속 변하는 수두에 의하여 평균발전량, 수문용량, 발전시설용량 및 그 크기 등을 미리 결정할 수 있다. 따라서 조력발전소 설계시에 최적화에 대한 연구가 필요하다.

조력발전에서 최적화라는 용어는 여러 가지 의미로 사용된다. 우선 단순히 토목공사비, 기계 및 전기시설비, 건설이자 등을 포함하는 건설비와 연간발전량의 비

로 표시되는 발전단가가 최소가 되는 발전소 규모의 최적화라는 개념이며, 또한 지역적 특성, 발전시간대 또는 전력원에 따라 전력가치가 다를 수 있으므로 발전비용과 발전된 전력의 효용가치를 통해 경제성이 가장 우수한 발전소 규모를 결정하는 최적화 개념도 있다. 아울러 경제성이 가장 우수하지는 못하나 경제적 타당성을 유지하는 한도내에서 최대의 발전량이 요구되는 경우의 최적화도 있을 수 있다. 이외에도 후보지의 조지면적 및 용적, 조차 등의 자연조건에 따른 발전소 운전조건 및 발전량의 최적화, 즉 최적운전조건 및 최적발전량 결정과 같은 경우도 최적화라는 용어가 사용된다. 이상과 같이 최적화라는 용어는 다양하게 사용되고 있으나 이러한 개념간에는 서로 밀접한 관계가 있으므로 이들을 분명히 구분하지 않고 여러 가지 의미를 함축하는 포괄적 용어로 사용하기도 한다.

조력발전의 최적화를 위하여 고려되어야 할 기본적 사항은 첫째 선정된 지점에 알맞는 규모와 특성을 갖는 수차발전기의 선정이고, 두 번째는 그 지점에서 발전단가가 최소가 되는 조건하에서 연간발전량이 최대가 되는 수문용량 및 수차발전기의 설치대수를 결정하는 것이다. 어떤 한 지점에 대해 발전최적화 분석에 필요한 기본적인 변수는 크게 두 가지로, 즉 공사비에 직접 관계되는 변수들과 공사비와는 별로 관련이 없으나 발전소 운전조건에 직접 관계되는 변수들로 나눌 수 있으며, 두 변수군에 속하는 대표적인 변수들은 다음과 같다 ;

1) 공사비에 관계되는 변수

- ① 방조제 및 수문의 제원
- ② 수차발전기 제원
- ③ 수문 및 수차발전기 설치대수

2) 발전소 운전에 관계되는 변수

- ① 발전시작시간
- ② 발전종료시간
- ③ 발전중 수차날개 각도 및 수차의 유량조절수문(wicket gate)의 조정

발전최적화는 상기의 공사비에 관계되는 변수들의 조합 각각에 대해 발전소 운전에 관계되는 변수들을 최적화하고 이들을 서로 비교함으로써 최종적인 최적발전 규모를 결정해야 한다.

조력발전소의 운전 수치모형에는 1)수심에 따른 수면적 변화곡선, 2)발전소 가동시 backwater effect, 3)시간에 따른 해수면의 변화, 4)오리피스로 이용될 때의 수차 및 수문의 통수량(수두차의 함수), 5)수차발전기 및 수문의 관계조건의 변화 등과 같은 입력자료가 필요하다. 따라서 상기의 입력자료가 수치모형에 포함되면 조차, 수차발전기의 단위기 용량, 수차발전기의 특성, 그리고 수차발전기 및 수문 설치대수 등을 변화시키면서 반복계산을 수행하여 발전량을 산출하고 이를 추정공사비와 비교하여 최적의 수문 및 수차대수, 즉 최적발전량을 산출한다.

본 연구에서는 기존 수치모형을 개선·보완하여 상기의 요소 대부분을 고려하면서 저렴한 비용으로 상당한 정확도를 가지고 다양한 목적에 사용할 수 있도록 수립된 수치모형, TEGEN을 이용하여, 낙조 및 창조발전시의 발전량을 계산하였다.

제2절 최적발전량 산출 수치모형, TEGEN

1. 이론적 배경

조력발전에 있어 발전량 산출에 관한 문제를 간략화하기 위해 단류식 낙조발전 에 대해서만 고려하기로 하고 우선 다음과 같은 가정을 설정한다.

- ① 외해 수위는 진폭이 A 인 정현곡선으로 나타낼 수 있다.
- ② 조지 수위는 조지내에서 수평이다.
- ③ 조지의 수면적, S 는 수심에 따라 일정하다.
- ④ 발전시 수차를 통과하는 유량, Q 는 일정하다.
- ⑤ 발전은 정해진 수두차, H_{\min} 에서 시작되고 종료된다.

이상과 같은 가정하에서 단류식 낙조발전시 발전량은 아래와 같이 구할 수 있다. 조지수위를 Z , 외해수위를 Y 라 하면 수두차 H 는

$$H = Z - Y. \quad (4.2.1)$$

여기서, Y 는 가정 ①로부터

$$Y = A \cos \omega T. \quad (4.2.2)$$

여기서 $\omega (= 2\pi/P)$ 는 조석과의 각주파수(angular frequency)이며, P 는 조석주기(tidal period)이다. 또한 가정 ②,③ 및 ④로부터 단위시간당 조지수위의 변화는 다음 식으로 나타낼 수 있으며

$$S \frac{dZ}{dT} = -Q. \quad (4.2.3)$$

또한 수리손실을 무시하면 power는 다음 식으로 정의된다.

$$POW = \rho g H Q. \quad (4.2.4)$$

여기서 ρ 는 해수밀도이고 g 는 중력가속도이다. 따라서 발전시작시각 T_1 과 발전 종료시간 T_2 사이의 발전량 E 는

$$E = \rho g \int_{T_1}^{T_2} H Q dt. \quad (4.2.5)$$

이 식에 식 (4.2.1), (4.2.2) 그리고 (4.2.3)을 대입하여 정리하면 다음 식을 얻는다.

$$\begin{aligned} E &= -\rho g \left[S \int_{Z_1}^{Z_2} Z dZ - QA \int_{T_1}^{T_2} \cos \omega T dT \right] \\ &= -\rho g S \left[\frac{Z_2^2}{2} - \frac{Z_1^2}{2} - \left(\frac{Z_2 - Z_1}{T_2 - T_1} \right) \frac{A}{\omega} (\sin \omega T_2 - \sin \omega T_1) \right]. \end{aligned} \quad (4.2.6)$$

여기서 Z_1 와 Z_2 는 각각 시각 T_1 과 T_2 에서의 조지수위이다. 따라서 위의 가정에 따라 모형화된 조력지점에서의 조석 한 주기당 개략적 발전량은 식 (4.2.6)으로 구할 수 있다. 그러나 실제의 경우는 위의 가정이 성립하지 않으나 발전량을 산출하는 기본적인 방법은 같다고 할 수 있다. 따라서 여러 가지 요소들을 고려하면서 이상의 방법을 확장하고 이를 반복적용하면서 최적발전량을 산출한다.

실제 조지면적은 조지수위에 따라 변한다. 즉, 조지면적 S 는 조지수위 Z 의 함수이고, 또한 수차 및 수문을 통과하는 유량, Q 는 수두차 H 의 함수이다. 따라

서 식 (4.2.3)은 다음과 같이 되며

$$S(Z) \frac{dZ}{dT} = -Q, \quad (4.2.7)$$

유량 Q 는 다음 식으로 나타낼 수 있다.

$$Q = Q(H). \quad (4.2.8)$$

$$H = Z(t) - Y(t). \quad (4.2.9)$$

이상의 세 식이 본 수치모형의 기본방정식이다.

식 (4.2.7)은 연속방정식을 의미하며, 조지면적, $S(Z)$ 는 일반적으로 조지수위에 따라 변하며, 일차식 또는 이차식으로 표현하여 입력시킬 수도 있으나 지역에 따라서는 수식화하기 어려운 곳도 있으므로, 본 수치모형에서는 가로림 현장 관측자료에 근거하여 선형내삽법을 이용하여 조지면적을 산출하였다.

발전량을 산출하기 위해서는 우선 외해수위와 조지수위의 수두차를 계산해야 한다. 기본적으로 수두차는 식 (4.2.9)로 단순히 계산할 수 있으나 본 수치모형에서는 수차 또는 수문의 도수로를 통과한 후 급격한 단면팽창에 의한 수두손실을 고려할 수 있도록 수정·보완하였다. 즉, 질량보존식과 운동량보존식을 이용하여 수두손실을 계산하고 이를 수두차 산정식인 식 (4.2.9)에 포함시키면 순수수두차 H_n 에 대한 다음의 관계식을 얻는다.

$$H_n = Y_u - Y_d + \frac{Q_i^2}{2gA_u^2} - \frac{Q^2}{2gA_2^2} \left[\left(\frac{A_2}{A_e} \right)^2 - 2\frac{A_2}{A_e} + 2 \right]. \quad (4.2.10)$$

이 식에서 Y_u 는 상류측 수위, Y_d 는 수문 또는 수차의 도수로를 통과한 물이 전수심에 분산되어 채워졌을 때의 하류측 수위이고, Q_i 는 방조제를 통과한 총유량, Q 는 단위수차 또는 수문을 통과한 유량이며, A_u 는 방조제 상류측의 전체 통수 단면적, A_2 는 방조제 하류측의 수심과 수문구조물의 폭을 곱한 단면적, 그리고 A_e 는 수문 및 수차 구조물의 도수로의 출구 단면적이다. 순수수두차 H_n 는 상류측 총수두에서 수문 및 수차 구조물의 도수로의 출구에서의 총수두를 뺀 수두로 정의

된다. 이 식은 충수시와 발전시 모든 경우에 사용할 수 있으며, 1차원 또는 2차원 해수유동 수치모형에도 그대로 사용할 수 있다.

다음으로 이상과 같이 계산된 수두차를 이용하여 조지에 출입하는 유량을 산정하여야 한다. 이 유량은 충수시 조지로 유입되는 유량과 발전시 조지에서 출입되는 유량으로 나누어지며, 충수시 유량은 다시 수문을 통과하는 유량과 수차를 통과하는 유량으로 나누어진다. 충수시 유량 Q_f 는 다음과 같이 나타낼 수 있으며

$$Q_f = C_f A (2gH)^{0.5}, \quad (4.2.11)$$

이를 다시 수문을 통과하는 유량 Q_{sf} 와 수차를 통과하는 유량 Q_{tf} 로 나누어 표시하면

$$Q_{sf} = C_{sf} A_s (2gH)^{0.5}, \quad (4.2.12)$$

$$Q_{tf} = C_{tf} A_t (2gH)^{0.5}. \quad (3.2.13)$$

이 식에서 A_s 는 수문 도수로 최협부의 단면적이며, A_t 는 수차의 회전날개 직경에 해당하는 단면적에서 회전날개 중심부의 단면적을 뺀 값이다. 수문의 유량계수, C_s 는 수문 도수로의 형상에 따라 달라지며 대개 수리모형실험에 의해 정해진다. 수차케이슨 도수로의 형상 및 제원은 대개 수차제작자가 제시하며 이 때 수차유량계수 C_s 도 함께 제시되는 것이 보통이다.

발전시는 수문을 닫으므로 수차를 통과하는 유량만 산정하면 된다. 발전시 수차를 통과하는 유량 Q_{lg} 는 수차제작자가 제시하는 수차의 가동특성에 따라 산정되고 이는 Fig. 4.2.1에서와 같은 가동특성곡선으로 요약할 수 있다. 수치모형에서는 이를 curve-fitting 방법을 이용하여 수두차에 대한 3차식 또는 2차식으로 표시하여 이용한다. 이 유량특성곡선식은 정격수두(rated head), H_R 를 중심으로 다음과 같이 2개의 식으로 표현된다.

$$Q_{lg} = \begin{cases} D_1 + D_2 H + D_3 H^2 + D_4 H^3 & \text{for } H \leq H_R, \\ D_5 + D_6 H + D_7 H^2 + D_8 H^3 & \text{for } H > H_R. \end{cases} \quad (4.2.14a,b)$$

이 때 발전량도 함께 계산되며, 이상의 유량산정식은 수차 또는 수문의 단위기당

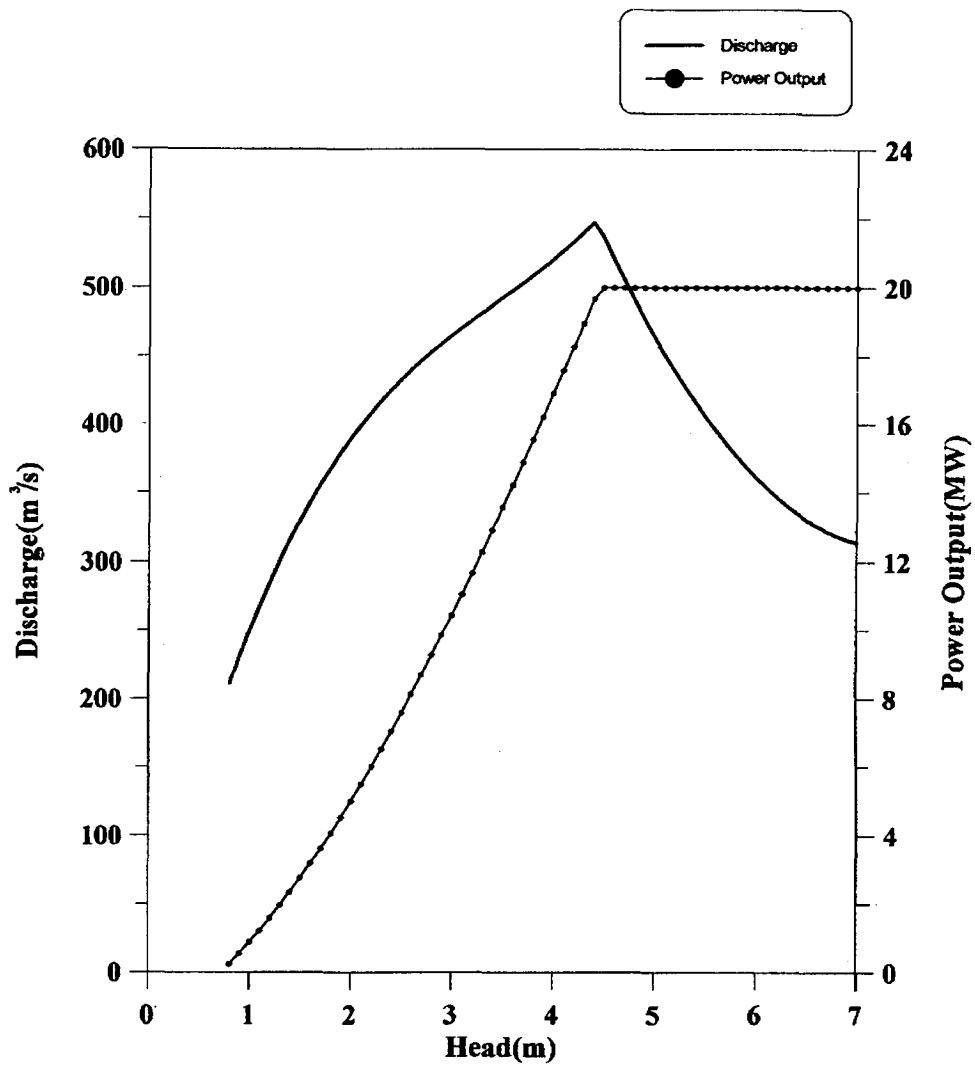


Fig. 4.2.1 Performance curve of Escher Wyss 20MW turbine generator.

유량이므로 전체유량은 수차 또는 수문의 설치대수를 곱하면 된다. 발전특성곡선식은 발전시 유량산정식과 유사한 형태로 제시되어 다음과 같이 쓸 수 있다.

$$P = \begin{cases} E_1 + E_2H + E_3H^2 + E_4H^3 & \text{for } H \leq H_R, \\ P_{\max} & \text{for } H > H_R. \end{cases} \quad (4.2.15a,b)$$

이 식에서 P_{\max} 는 수차발전기의 최대출력이다. 발전량은 식 (4.2.5)에서와 같이 수두차와 통과유량의 함수이나, 이를 윗 식에서와 같이 수두차의 함수로만 표시하고 통과유량의 영향을 포함하도록 하였다. 정격수두 이하에서의 발전량은 수두차에 대한 3차식으로 구해지나, 정격수두 이상에서는 Fig. 4.2.1에서 보는 바와 같이 통과유량이 감소되면서 출력이 조절되어 최대출력이 유지된다. 이상과 같은 관계식에 의해 조지에 해수를 충수하고 또한 유출시키는 과정에서 생기는 수두차를 계산하고 이 수두차를 이용하여 통과유량과 발전량을 산정한 후 이 통과유량을 이용하여 새로운 조지수위를 계산한다. 이 때 외해는 저수량이 무한대인 저수지로 간주할 수 있으므로 외해수위는 충수시 또는 발전시 방조제를 통과한 유량에 의하여 변동되지 않고 단지 외해조석에 의해서만 변동된다고 가정한다. 즉, 외해수위는 외해의 조석곡선에 의해서만 지배되며, 조지수위는 방조제를 통과한 유량에 의해서 변동된다.

2. 프로그램 구성 및 입력자료

가. 프로그램의 구성

TEGEN은 크게 자료입력 부분, 가장 중요한 부분인 발전량계산 부분, 그리고 자료출력 부분의 3 부분으로 구성되어 있으며 간략히 기술하면 다음과 같다.

먼저 시각 t_0 에서 조지수위와 외해수위를 비교하여 수두차를 구하고 외해수위가 조지수위보다 높을 경우 식 (4.2.12)와 (4.2.13)을 이용하여 계산시간간격 Δt 동안 조지로 충수되는 유량을 계산하고, 계산된 유량을 식 (4.2.7)에 대입하여 $t_1(t_0 + \Delta t)$ 에서의 조지수위를 구한다. 외해 조석곡선에서 t_1 에서의 외해수위를 산출한 후, 외해수위가 높을 때는 계속 충수하여 다음 시각에서의 조지수위를 구하고

비교한다. 이와 같은 방법으로 시간을 Δt 씩 증가시키면서 총수하고, 새로운 조지수위와 외해수위가 같아지면 수문을 닫는다. 이 때부터 조지수위는 그대로 유지되므로 시간을 증가시키면서 외해조석곡선을 따라 산출된 외해수위와의 수두차가 최소발전수두 이상이 되면 발전을 시작한다.

발전시 방조제 통과유량은 그 시각의 수두차를 이용하여 식 (4.2.14)로 계산되며, 이 때 발전량도 식 (4.2.15)에 의해 함께 계산된다. 이 유량을 식 (4.2.7)에 대입하여 다음 시각의 조지수위를 계산하고 이 시각의 외해수위와 비교하여 수두차가 최소발전수두보다 크면 계속 발전하게 된다. 이와 같은 방법으로 수두차가 최소발전수두에 이를 때까지 발전하고, 수두차가 최소발전수두에 이르면 발전을 중단하고 외해조석이 상승하여 외해수위가 조지수위보다 높아질 때까지 수문과 수차를 닫고 대기하게 된다.

이상과 같은 과정으로 주어진 조건하에서 조석 한 주기 동안의 발전량, 조지수위 및 외해수위의 변화 등을 계산한다. 그러나 조석 한 주기에 대한 발전량은 발전개시수두차에 민감하며, 최소발전수두차에서 발전하면 발전시간은 길어질 수 있으나 총발전량이 최대가 되는 것은 아니다. 즉, 특정 조석에서 기타의 발전조건을 고정시키고 발전수두차만을 변화시키면서 산출한 발전량의 변화를 Fig. 4.2.2에 도시하였다. 이 그림으로부터 최적의 발전개시수두차가 최소발전수두차는 아님을 알 수 있다. 따라서 최대발전량을 구하기 위하여 발전개시수두차를 최소발전수두차로부터 일정한 증분 ΔH 씩 증가시키면서 조석 한 주기 동안 반복계산하여 해당 조석에 대한 발전량을 산출하고, 이와 같이 산출된 발전량 중 최대가 되는 경우를 택하여 그 조석의 최적발전조건으로 간주하며 이 때의 발전개시수두차를 해당 조석의 최적발전개시수두차로, 발전개시시각을 최적발전개시시각으로 취한다. 이상과 동일한 과정으로 다음의 연속되는 조석에 대하여 계산을 실시한다. 이 때 전조석의 발전종료 조지수위가 다음의 연속되는 조석의 초기조지수위가 된다.

본 수치모형은 14.5일간, 즉 28개의 연속된 조석에 대하여 발전량을 산출할 수

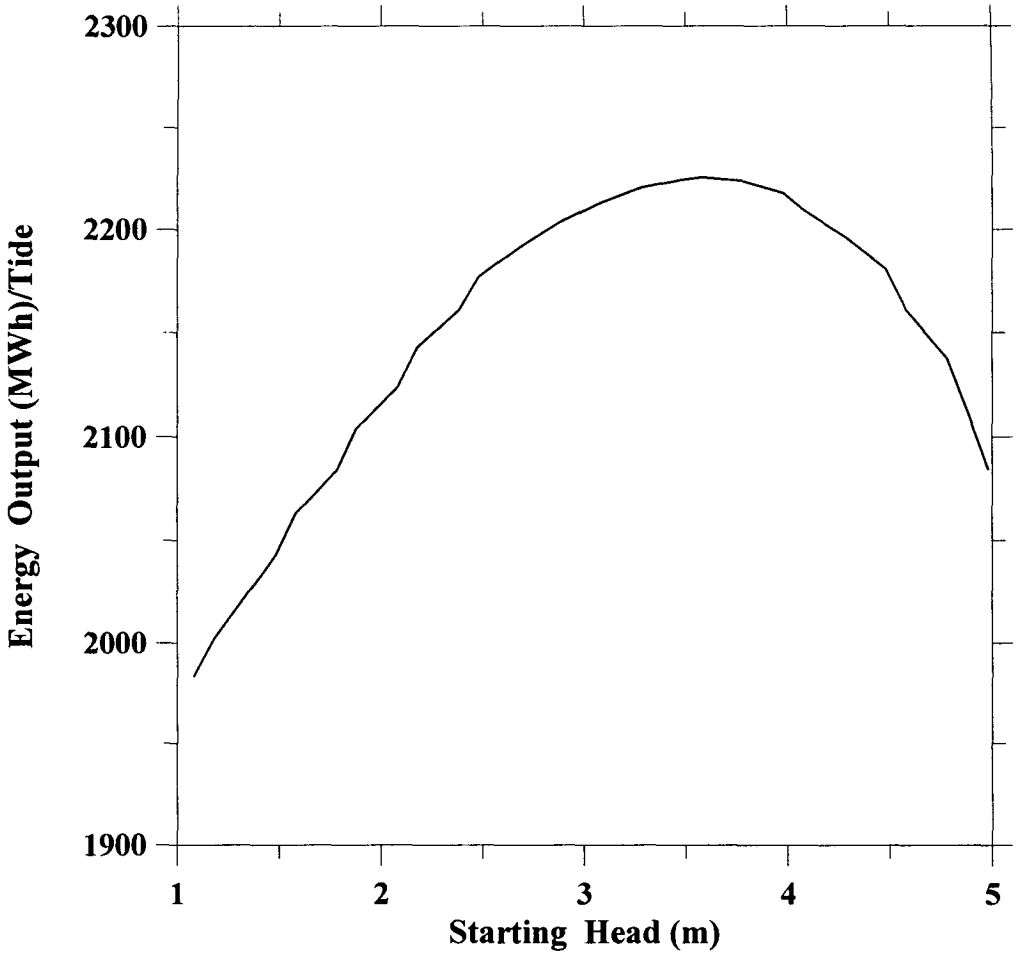


Fig. 4.2.2 Variation of energy output according to starting head.

있다. 이 때 계산시간간격 Δt 는 임의로 조정할 수 있으며 이를 작게 잡으면 좀 더 정확한 발전량을 얻을 수 있으나 전체 계산시간은 증가하게 된다. 따라서 사용목적, 계산시간의 효율성 및 결과의 정확도 등을 고려하여 계산시간간격을 정하지만 보통의 경우 0.1시간(6분)으로 하는 것이 가장 효율적인 것으로 나타났다.

발전량 산출에 있어 조지의 초기수위가 미치는 영향이 작지 않다. 따라서 본 수치모형에서는 대상 조석군의 초기조지수위의 결정을 위해 미리 2개의 조석에 대해 계산한 후 조석군의 초기조지수위를 결정하고 이로부터 대상 조석군에 대한 발전량을 산출하도록 하였다. 마지막 조석에 대하여도 한 주기가 완료되기전 즉, 발전되는 과정중에 조석이 끝날 수 있으므로 연속되는 2개의 조석에 대해 추가 계산을 실시한 후 발전량을 산출하였다. 이상과 같이 대상 조석군에 대한 초기조건과 종료조건을 개선하여 그 정확도를 향상시켰다.

나. 입력자료

본 수치모형의 입력자료로는 조석자료(주요 4개 분조 또는 8개 분조의 진폭 및 위상차), 수위별 조지면적, 수차발전기 및 수문의 설치대수, 수차발전기 및 수문의 통과 유량특성, 수차발전기의 특성계수, 그리고 수차발전기의 수두와 발전량 및 수두와 통과유량 관계식 등이 요구된다.

- 조석자료

조석은 19년, 1년 및 1개월을 주기로 나타나며, 따라서 정확한 발전량 산출을 위해서는 장기간에 걸친 조석 관측자료가 필요하다. 또한 발전소 건설후 변화된 조석특성을 반영해야 한다. 그러나 현상태에서는 장기간에 걸친 조석자료나 변화된 조석특성 예측자료가 없으므로 수치모형을 통하여 예측된 반조차와 지각를 이용하였다. 이용한 조석의 분조로는 분조의 크기가 가장 큰 4개분조, 즉 반일주조성분인 M2와 S2, 일주조성분인 K1과 O1을 사용하였다.

연간발전량을 산정하기 위하여 1년간의 발생조석을 대표할 수 있는 4개 분조를 포함하는 6개의 14.5일 조석을 선정하였으며, 각각에 대한 계산시점과 4개 분조의

천문인수(astronomical argument)를 Table 4.2.1에 제시하였다. 또한 수치모형을 통하여 계산된 반조차와 지각을 Table 4.2.2에 제시하였다.

Table 4.2.1 Astronomical arguments of four major constituents in 1998.

| Start Date | Argument(Degree) | | | |
|------------|------------------|------|--------|--------|
| | M2 | S2 | K1 | O1 |
| Jan. 14 | 185.86 | 0.00 | 30.82 | 158.70 |
| Mar. 14 | 187.27 | 0.00 | 88.66 | 102.40 |
| May 14 | 139.88 | 0.00 | 148.49 | 355.30 |
| Jul. 14 | 92.56 | 0.00 | 208.35 | 248.21 |
| Sep. 14 | 20.84 | 0.00 | 269.23 | 115.69 |
| Nov. 14 | 333.53 | 0.00 | 329.15 | 8.51 |

Table 4.2.2 Computed amplitudes and phase lags of tidal constituents at Asan Bay.

| | M2 | S2 | K1 | O1 |
|---------------|--------|--------|-------|-------|
| Amplitude(cm) | 302.53 | 111.27 | 36.70 | 25.86 |
| Phase(degree) | 73.37 | 196.02 | 85.40 | 83.85 |

- 수위별 조지면적

수위별 조지면적은 현장에서 실시한 수심측량자료를 이용하여야 한다. 그러나 현단계에서 조간대에 대한 정확한 현장관측자료가 없으므로, 기존의 현장관측치가 있는 가로립만의 수심측량자료를 이용하여 평균해면상 수면적에서 수위감소에 따른 수면적 감소비율을 계산하여 그 값을 적용하였다. 또한 방조제 공사후의 수면적 감소도 고려하였다(Table 4.2.3).

Table 4.2.3 Basin area according to the elevation of Asan Bay after tidal barrier construction.

| Basin elevation(m) | -4.0 | -3.0 | -2.0 | -1.0 | 0.0 | 1.0 | 2.0 | 3.0 | 4.0 |
|--------------------------------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Basin area (km ²) | 8.55 | 8.73 | 9.03 | 9.93 | 13.38 | 20.29 | 23.58 | 24.50 | 25.81 |

- 수차 및 수문 도수로의 제원 및 통과유량특성

발전량산출 수치모형에는 이상의 입력자료 외에 수차 및 수문 도수로의 제원, 설치대수 등의 입력자료가 필요하다. 이 가운데 설치대수는 여러 가지 조합에 대해 계산하므로 계산시 매번 다른 값으로 입력하지만, 수차발전기의 특성계수와 수차발전기 및 수문의 통과유량특성, 그리고 수차발전기의 수두와 발전량 및 수두와 통과유량 관계식 등은 미리 설계된 자료를 입력하여야 한다. 1993년 가로림만 조력발전 타당성 조사시 설계되었던 단위기 용량 20MW 수차케이슨 및 수문케이슨을 기본 설계한 자료를 본 연구에서도 이용하였다. 수문유량계수와 수차를 오리피스로 사용했을 경우의 유량계수는 영국의 Severn Barrage 사업에서 적용한 값을 그대로 사용하였으며, 그 값은 각각 1.78과 1.27이었다.

적용한 수차발전기는 벌브형 단류식 수차발전기로서, 가로림만에 적용한 결과에 따르면 스위스 Escher Wyss 사의 20MW가 성능이 가장 우수한 것으로 밝혀져 본 연구에서도 사용하였다(Table 4.2.4). 그러나 향후 타당성 조사시에는 만의 수심을 고려하여 여러 종류의 수차발전기에 관한 검토가 필요할 것이다.

Escher Wyss 사의 수차발전기의 수두와 통과유량의 관계식은 다음과 같고

$$Q(m^3/s) = \begin{cases} 4.0184 + 314.8428H - 75.5518H^2 + 7.2860H^3 & H \leq 4.452, \\ 1818.4114 - 410.9436H + 28.0115H^2 + 0.0H^3 & H > 4.452, \end{cases} \quad (4.2.16)$$

Table 4.2.4 Characteristic parameters of Escher Wyss 20MW turbine.

| Unit Capacity (MW) | Minimum Head (m) | Maximum Head (m) | Runner Diameter (m) | Rated Head (m) | Rated Speed (rpm) | Rated Power (MW) |
|--------------------|------------------|------------------|---------------------|----------------|-------------------|------------------|
| 20 | 0.68 | 7.0 | 8.0 | 4.452 | 55.38 | 20.0 |

수두와 발전량의 관계식은 다음과 같다(Fig. 4.2.1 참조).

$$P(MW) = \begin{cases} -1.6416 + 1.5854H + 0.9750H^2 - 0.0533H^3 & H \leq 4.452, \\ 20.0 & H > 4.452. \end{cases} \quad (4.2.17)$$

3. 조력발전의 최적화 과정

조력발전의 최적화를 위해 고려해야 할 요소 및 최적화 과정을 Fig. 4.2.3에 도시하였다. 그림에서 보는 바와 같이 조력발전소의 시설규모를 원하는 어떤 기능에 맞도록 하려면(예로 발전단가가 최소가 되는 시설규모 결정) 수많은 변수를 고려해야 하고, 또한 이들이 서로 복합작용을 하기 때문에 특정 지점에 대한 최적시설규모를 해석적으로 풀기는 엄격한 의미에서 불가능하다. 따라서 최적화 조건을 구하기 위해서는 전자계산기에 의한 반복계산법에 의존하여 접근하는 수 밖에 없다. 또한 비용문제가 있으므로 가능한 최소의 계산시간으로 효율적인 계산을 수행하여야 한다.

수치모형 TEGEN을 사용하면 주어진 발전용량과 수문용량 및 수차발전기 특성에 대해 최적발전조건 및 발전량을 계산하게 되고, 다음에 같은 발전용량에 대해 수문용량을 변화시키면서 계산을 수행한다. 각 경우에 대한 총 공사비는 조력발전소 설계에서 얻어지는 공사비 산출식을 이용하여 추정하며 이로부터 감가상각, 유지보수 등을 포함하는 연간발전생산비가 추정된다.

최적시설용량 산정을 위해, 먼저 해당 조력지점에서 고려할 수 있는 발전용량

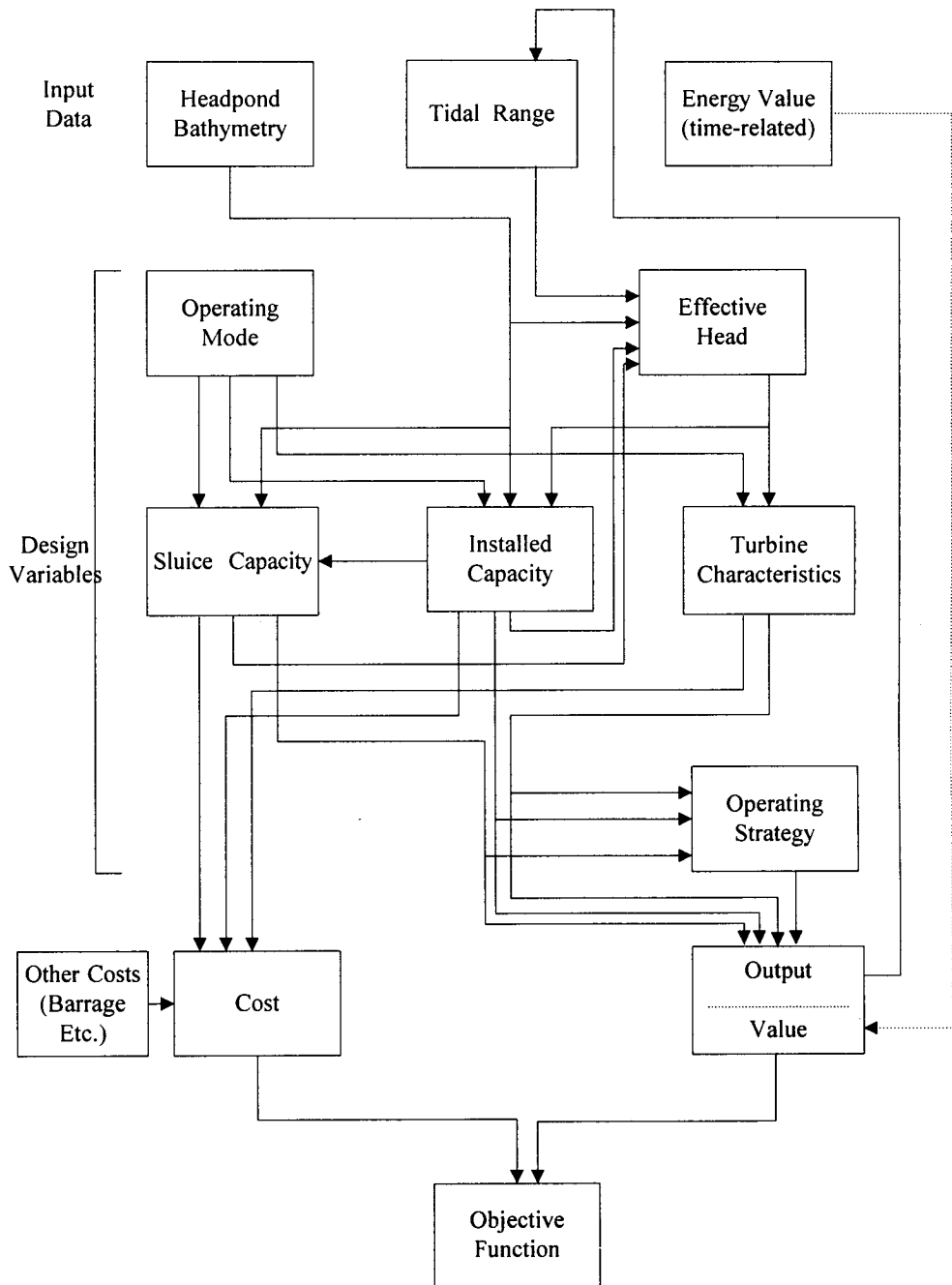


Fig. 4.2.3 Main inter-relationships among variables for optimizing a tidal scheme.

및 수문용량을 일차적으로 조합하여 각 조합에 대한 연간발전량을 산출한다. 연간 발전량과 연간전력생산비로부터 연평균 발전단가가 계산된다. 다음에 발전용량 각각에 대해서 수문용량의 변화에 따르는 발전량을 산출하고 이를 전력생산비와 관련지어 발전단가를 산출하면 발전용량 각각에 대한 최적수문용량이 구해지며, 이들로부터 구한 발전용량과 발전단가 사이의 관계를 이용하여 최적시설용량을 구한다.

수차발전기 특성에 추가로 수차회전자 직경, 고정날개각도 및 발전기 정격출력을 변화시켜 이에 대한 공사비 및 발전량을 계산해 볼 수 있다. 캐나다의 Fundy 만 재검토사업 결과에 따르면 이러한 수차발전기의 특성변화가 발전단가에 미치는 영향은 매우 작은 것으로 나타났다. 양수 및 비양수식의 단류식과 복류식 발전방식에 대한 공사비 및 발전량을 각각 산출·비교하고 전력계통에 대한 이들의 상대가치를 산정하는 작업도 추가되어야 할 것이다.

제3절 적정발전규모 산정

연간발전량을 정확히 산출하기 위해서는 본 수치모형을 365일간의 연속조석에 대하여 적용할 수도 있으나 계산시간이 길어질 뿐 아니라 컴퓨터의 기억용량도 커야한다. 연간발전량을 산정하기 위하여 1년간의 발생조석을 대표할 수 있는 6개의 14.5일 조석을 선정하고, 이에 대한 발전량을 산출한 후 그 평균치를 구하여 연간발전량으로 환산하였다. 이 때 발전소의 가동조건은 95%로 적용하였다.

최적발전량 산출 수치모형 TEGEN을 사용하여 주어진 시설용량과 수문용량 각각에 대해 연간발전량과 개략공사비를 산출한 후, 연간발전량에 대한 총건설비의 비(원/kWh)를 계산하였고, 이 비율이 최소가 되는 수차발전기와 수문의 설치대수의 조합을 적정발전규모로 결정하였다.

1. 낙조발전

수차 및 수문의 적정설치대수를 결정하기 위하여 수차발전기의 경우는 6대부터 14대까지 2대 간격으로 변화시키고 다시 각 경우에 대하여 수문의 수를 0대부터

10대까지 2대 간격으로 변화시키면서 구성한 30개 조합에 대한 발전량과 개략공사비를 산출하였다.

30개 조합에 대해 6개의 14.5일 연속조석으로 계산한 발전시간과 발전량의 평균치 및 연간발전량을 Table 4.3.1에 나타내었고 각 조합에 대한 건설비, 연간발전량, 그리고 연간발전량에 대한 공사비 비율을 Table 4.3.2와 최적화 특성곡선을 Fig. 4.3.1에 제시하였다. 최적화 특성곡선에서 각각의 색인에 대하여 좌에서 우측으로 이동하면서 수문이 0대에서 2대 간격으로 증가하는 것을 나타낸다. 최적화 특성곡선에 따르면 수차발전기 10대 및 수문 4대인 경우가 적정한 수차 및 수문의 대수임을 알 수 있다.

따라서 낙조발전시의 적정설치대수는 수차발전기 10대와 수문 4대이며, 대표조석군이라 할 수 있는 7월의 발전량 산출결과를 Table 4.3.3과 Fig. 4.3.2에 제시하였다.

Table 4.3.1 Computed annual energy outputs for the turbine-sluice combinations for the case of ebb-generation at Asan.

| No. of Turbines | No. of Sluices | Generation Time* (Hours) | Computed Energy* (MWh) | Annual Output (GWh) |
|-----------------|----------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| 6 | 0 | 126.1 | 9,257.4 | 221.4 |
| | 2 | 154.2 | 12,630.4 | 302.0 |
| | 4 | 163.6 | 13,736.5 | 328.5 |
| | 6 | 166.9 | 14,117.6 | 337.6 |
| | 8 | 168.6 | 14,210.8 | 339.8 |
| | 10 | 168.1 | 14,244.2 | 340.6 |
| 8 | 0 | 116.8 | 12,124.3 | 289.9 |
| | 2 | 136.2 | 15,288.1 | 365.6 |
| | 4 | 143.6 | 16,424.9 | 392.8 |
| | 6 | 146.2 | 16,809.8 | 402.0 |
| | 8 | 146.8 | 16,913.9 | 404.5 |
| | 10 | 146.8 | 16,922.4 | 404.7 |
| 10 | 0 | 108.5 | 14,685.5 | 351.2 |
| | 2 | 122.3 | 17,465.6 | 417.7 |
| | 4 | 127.8 | 18,504.7 | 442.5 |
| | 6 | 129.5 | 18,810.1 | 449.8 |
| | 8 | 129.7 | 18,922.7 | 452.5 |
| | 10 | 129.7 | 18,925.8 | 452.6 |
| 12 | 0 | 101.8 | 16,917.5 | 404.6 |
| | 2 | 114.4 | 19,269.1 | 460.8 |
| | 4 | 115.2 | 20,078.1 | 480.1 |
| | 6 | 116.5 | 20,426.4 | 488.5 |
| | 8 | 116.5 | 20,461.5 | 489.3 |
| | 10 | 116.5 | 20,462.3 | 489.3 |
| 14 | 0 | 95.7 | 18,822.1 | 450.1 |
| | 2 | 102.4 | 20,747.8 | 496.2 |
| | 4 | 105.1 | 21,287.7 | 509.1 |
| | 6 | 105.6 | 21,615.5 | 517.8 |
| | 8 | 105.6 | 21,674.3 | 518.3 |
| | 10 | 105.6 | 21,674.4 | 518.3 |

* Average of six 14.5 day-generations

Table 4.3.2 Computed ratio of the construction cost to annual energy output according to the turbine-slucice combinations for the case of ebb-generation at Asan.

Unit : ₩/ kWh

| Turbine Slucice | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 |
|--------------------|-----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 0 | 1,034.0 (228,901.0) [221.4] | 902.1 (261,565.5) [289.9] | 837.8 (294,229.9) [351.2] | 808.0 (326,894.4) [404.6] | 798.8 (359,558.8) [450.1] |
| 2 | 807.8 (243,976.9) [302.0] | 756.7 (276,641.4) [365.6] | 740.6 (309,305.8) [417.7] | 742.1 (341,970.3) [460.8] | 755.1 (374,634.8) [496.2] |
| 4 | 788.6 (259,052.8) [328.5] | 742.7 (291,717.3) [392.8] | 733.0 (324,381.8) [442.5] | 743.6 (357,046.2) [480.1] | 765.5 (389,710.6) [509.1] |
| 6 | 812.0 (274,128.8) [337.6] | 763.2 (306,793.2) [402.0] | 754.7 (339,457.6) [449.8] | 761.8 (372,122.1) [488.5] | 781.8 (404,786.5) [517.8] |
| 8 | 851.0 (289,204.7) [339.8] | 795.8 (321,869.1) [404.5] | 783.5 (354,533.5) [452.5] | 791.3 (387,198.0) [489.3] | 810.1 (419,862.4) [518.3] |
| 10 | 893.3 (304,280.5) [340.6] | 832.6 (336,945.0) [404.7] | 816.7 (369,609.4) [452.6] | 822.1 (402,273.9) [489.3] | 839.1 (434,938.3) [518.3] |

() : Construction cost (million won) [] : Annual energy output (GWh)

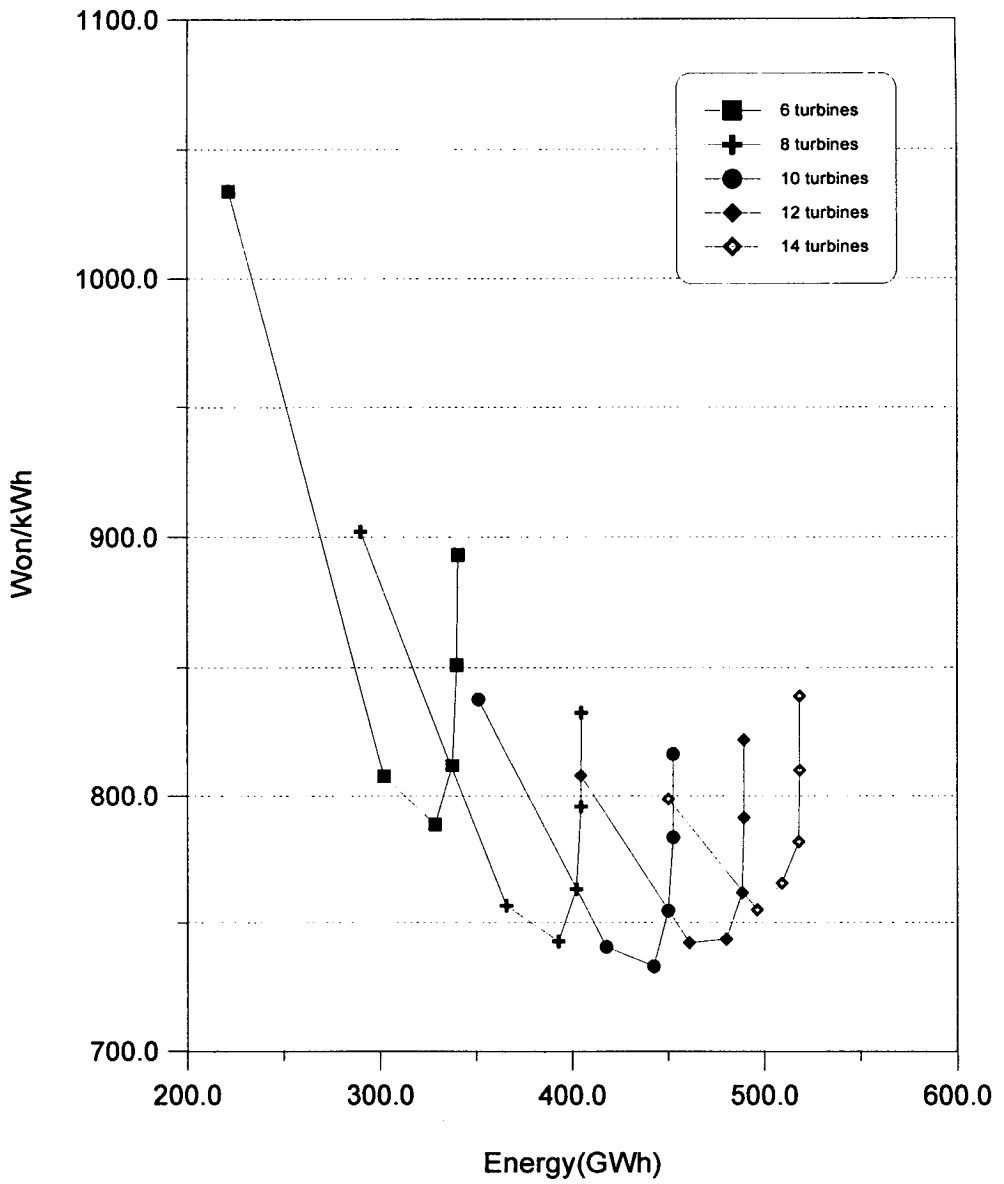


Fig. 4.3.1 Characteristic optimization curve of ebb generation.

Table 4.3.3 Computed ebb tidal energy for 10 turbines and 4 sluices at Asan in July 1998.

| Tide No. | Start Time (hrs) | Ending Time (hrs) | Generating Time (hrs) | Start Head (m) | Energy Per Tide (MWh) | Cumulative Energy (MWh) |
|-----------|------------------|-------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 | 3.400 | 6.700 | 3.300 | 3.98 | 327.703 | 327.703 |
| 2 | 16.300 | 19.800 | 3.500 | 3.38 | 255.890 | 583.593 |
| 3 | 28.900 | 31.700 | 2.800 | 3.58 | 225.138 | 808.732 |
| 4 | 41.800 | 45.200 | 3.400 | 3.38 | 249.672 | 1058.403 |
| 5 | 54.100 | 56.900 | 2.800 | 3.48 | 218.196 | 1276.599 |
| 6 | 66.900 | 70.600 | 3.700 | 3.78 | 341.451 | 1618.050 |
| 7 | 79.100 | 82.200 | 3.100 | 3.88 | 306.287 | 1924.337 |
| 8 | 91.600 | 95.600 | 4.000 | 4.28 | 505.797 | 2430.134 |
| 9 | 103.800 | 107.400 | 3.600 | 4.38 | 468.318 | 2898.452 |
| 10 | 116.000 | 120.600 | 4.600 | 4.48 | 700.290 | 3598.743 |
| 11 | 128.200 | 132.500 | 4.300 | 4.58 | 661.481 | 4260.224 |
| 12 | 140.200 | 145.500 | 5.300 | 4.28 | 857.920 | 5118.144 |
| 13 | 152.500 | 157.500 | 5.000 | 4.38 | 819.584 | 5937.728 |
| 14 | 164.500 | 170.200 | 5.700 | 3.98 | 962.982 | 6900.710 |
| 15 | 176.800 | 182.300 | 5.500 | 4.08 | 922.676 | 7823.386 |
| 16 | 188.900 | 194.900 | 6.000 | 3.78 | 1020.522 | 8843.908 |
| 17 | 201.300 | 207.000 | 5.700 | 3.88 | 973.085 | 9816.993 |
| 18 | 213.400 | 219.500 | 6.100 | 3.68 | 1036.070 | 10853.063 |
| 19 | 225.900 | 231.700 | 5.800 | 3.88 | 973.111 | 11826.174 |
| 20 | 238.100 | 244.000 | 5.900 | 3.88 | 1012.744 | 12838.918 |
| 21 | 250.700 | 256.300 | 5.600 | 4.08 | 927.894 | 13766.812 |
| 22 | 262.900 | 268.500 | 5.600 | 4.08 | 946.805 | 14713.616 |
| 23 | 275.700 | 280.800 | 5.100 | 4.38 | 829.129 | 15542.745 |
| 24 | 288.000 | 293.000 | 5.000 | 4.58 | 828.264 | 16371.009 |
| 25 | 300.800 | 305.400 | 4.600 | 4.38 | 674.919 | 17045.928 |
| 26 | 313.100 | 317.400 | 4.300 | 4.58 | 655.910 | 17701.838 |
| 27 | 326.000 | 330.100 | 4.100 | 4.18 | 490.588 | 18192.426 |
| 28 | 338.400 | 342.000 | 3.600 | 4.38 | 453.692 | 18646.119 |
| TOTAL SUM | | | 128.000 | | | 18646.119 |

SITE : ASAN
 NO. OF TURBINES = 10 NO. OF SLUICES = 4
 ENERGY GENERATED : 18646 MWh

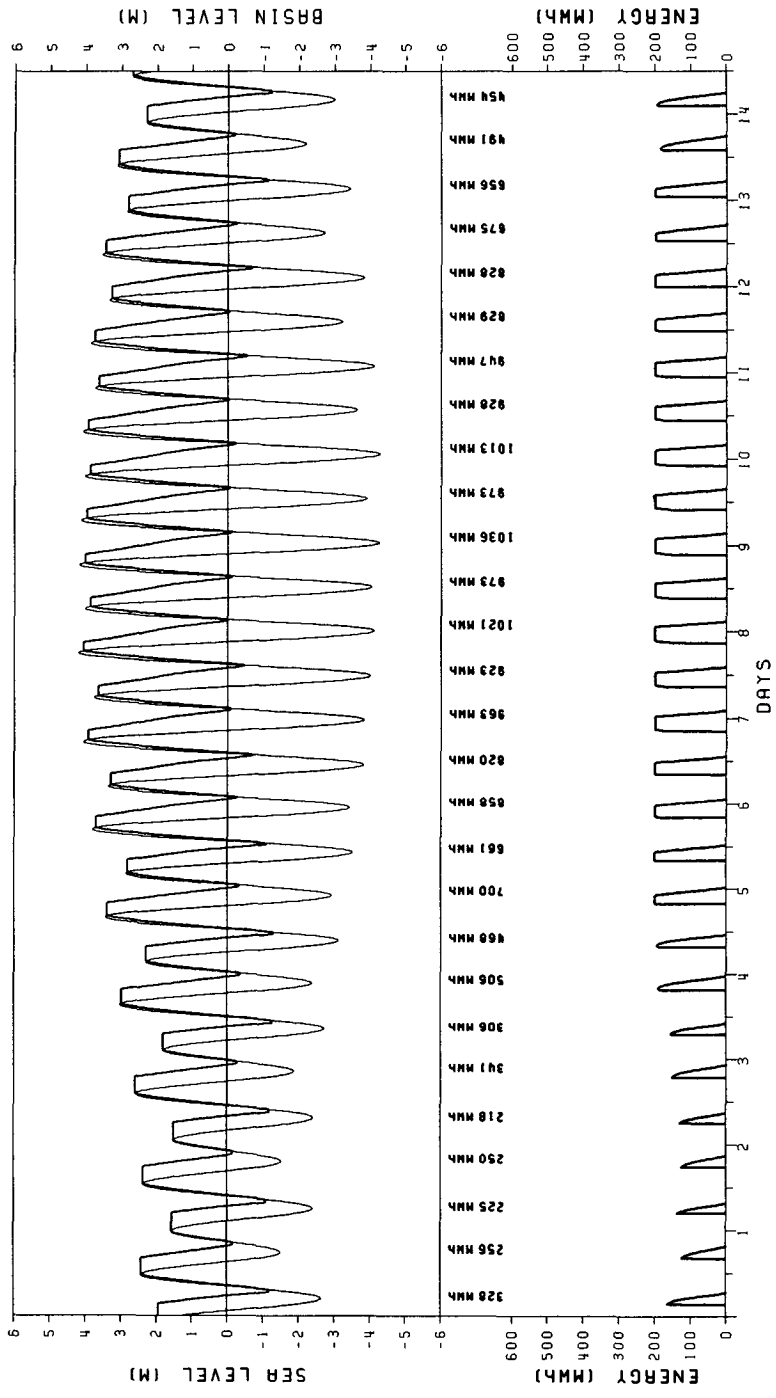


Fig. 4.3.2 Computed ebb tidal energy at Asan in July 1998.

2. 창조발전

창조발전은 낙조발전에 비하여 발전량이 작아 불리하나 조간대를 발전이외의 다른 목적으로 개발할 수 있다는 장점을 가지고 있다. 따라서 아산만의 조간대를 특별한 목적으로 사용할 경우를 목적으로 창조발전을 적용하였다. 수차 및 수문의 적정설치대수를 결정하기 위하여 수차발전기의 경우는 4대부터 12대까지 2대간격으로 변화시키고 다시 각 경우에 대하여 수문의 수를 0대부터 10대까지 2대 간격으로 변화시키면서 구성된 30개 조합에 대하여 발전량과 개략공사비를 산출하였다.

30개 조합에 대해 6개의 14.5일 연속조석으로 계산한 발전시간과 발전량의 평균치 및 연간발전량을 Table 4.3.4에 나타내었고 각 조합에 대한 건설비, 연간발전량, 그리고 연간발전량에 대한 공사비 비율을 Table 4.3.5와 최적화 특성곡선을 Fig. 4.3.3에 제시하였다. 최적화 특성곡선에서 각각의 색인에 대하여 좌에서 우측으로 이동하면서 수문이 0대에서 2대 간격으로 증가하는 것을 나타낸다. 최적화 특성곡선에 따르면 수차발전기 6대 및 수문 2대인 경우가 적정한 수차 및 수문의 대수임을 알 수 있다.

따라서 아산만의 창조발전시의 적정설치대수는 수차발전기 6대와 수문 2대이며, 대표조석군이라 할 수 있는 7월의 발전량 산출결과를 Table 4.3.6와 Fig. 4.3.4에 제시하였다.

Table 4.3.4 Computed annual energy outputs for the turbine-sluice combinations for the case of flood-generation at Asan.

| No. of Turbines | No. of Sluices | Generation Time* (Hours) | Computed Energy* (MWh) | Annual Output (GWh) |
|-----------------|----------------|--------------------------|------------------------|---------------------|
| 4 | 0 | 126.1 | 5,771.2 | 138.0 |
| | 2 | 143.2 | 7,684.0 | 183.8 |
| | 4 | 143.8 | 7,739.6 | 185.1 |
| | 6 | 143.8 | 7,741.4 | 185.1 |
| | 8 | 143.9 | 7,750.8 | 185.4 |
| | 10 | 144.1 | 7,773.5 | 185.9 |
| 6 | 0 | 113.9 | 8,090.2 | 193.5 |
| | 2 | 121.8 | 9,417.3 | 225.2 |
| | 4 | 122.0 | 9,434.5 | 225.6 |
| | 6 | 122.0 | 9,433.6 | 225.6 |
| | 8 | 122.1 | 9,455.5 | 226.1 |
| | 10 | 122.2 | 9,484.3 | 226.8 |
| 8 | 0 | 104.2 | 9,882.6 | 236.3 |
| | 2 | 107.8 | 10,613.5 | 253.8 |
| | 4 | 107.8 | 10,613.1 | 253.8 |
| | 6 | 107.8 | 10,619.4 | 253.9 |
| | 8 | 107.9 | 10,652.0 | 254.7 |
| | 10 | 108.0 | 10,677.8 | 255.3 |
| 10 | 0 | 95.8 | 11,163.5 | 267.0 |
| | 2 | 97.0 | 11,476.1 | 274.4 |
| | 4 | 97.0 | 11,478.4 | 274.5 |
| | 6 | 97.1 | 11,491.0 | 274.8 |
| | 8 | 97.2 | 11,525.8 | 275.6 |
| | 10 | 97.3 | 11,549.4 | 276.2 |
| 12 | 0 | 87.8 | 12,022.2 | 287.5 |
| | 2 | 88.1 | 12,117.1 | 289.8 |
| | 4 | 88.1 | 12,116.0 | 289.7 |
| | 6 | 88.1 | 12,142.2 | 290.4 |
| | 8 | 88.2 | 12,182.4 | 291.3 |
| | 10 | 88.5 | 12,165.3 | 290.9 |

* Average of six 14.5 day-generations

Table 4.3.5 Computed ratio of the construction cost to annual energy output according to the turbine-slucice combinations for the case of flood-generation at Asan.

Unit : ₩/ kWh

| Turbine Slucice | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 |
|--------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| 0 | 1,421.9 (196,236.6) [138.0] | 1,183.2 (228,901.0) [193.5] | 1,106.8 (261,565.5) [236.3] | 1,102.1 (294,229.9) [267.0] | 1,137.0 (326,894.4) [287.5] |
| 2 | 1,150.0 (211,312.5) [183.8] | 1,083.4 (243,976.9) [225.2] | 1,090.0 (276,641.4) [253.8] | 1,127.1 (309,305.8) [274.4] | 1,180.2 (341,970.3) [289.8] |
| 4 | 1,223.2 (226,388.4) [185.1] | 1,148.2 (252,052.8) [225.6] | 1,149.4 (291,717.3) [253.8] | 1,181.8 (324,381.8) [274.5] | 1,232.3 (357,046.2) [289.7] |
| 6 | 1,304.3 (241,464.3) [185.1] | 1,215.1 (274,128.8) [225.6] | 1,208.1 (306,793.2) [253.9] | 1,235.3 (339,457.6) [274.8] | 1,281.6 (372,122.1) [290.4] |
| 8 | 1,384.1 (256,540.2) [185.4] | 1,279.0 (289,204.7) [226.1] | 1,263.6 (321,869.1) [254.7] | 1,286.3 (354,533.5) [275.6] | 1,329.1 (387,198.0) [291.3] |
| 10 | 1,461.1 (271,616.1) [185.9] | 1,341.6 (304,280.5) [226.8] | 1,319.6 (336,945.0) [255.3] | 1,338.2 (369,609.4) [276.2] | 1,382.8 (402,273.9) [290.9] |

() : Construction cost (million won) [] : Annual energy output (GWh)

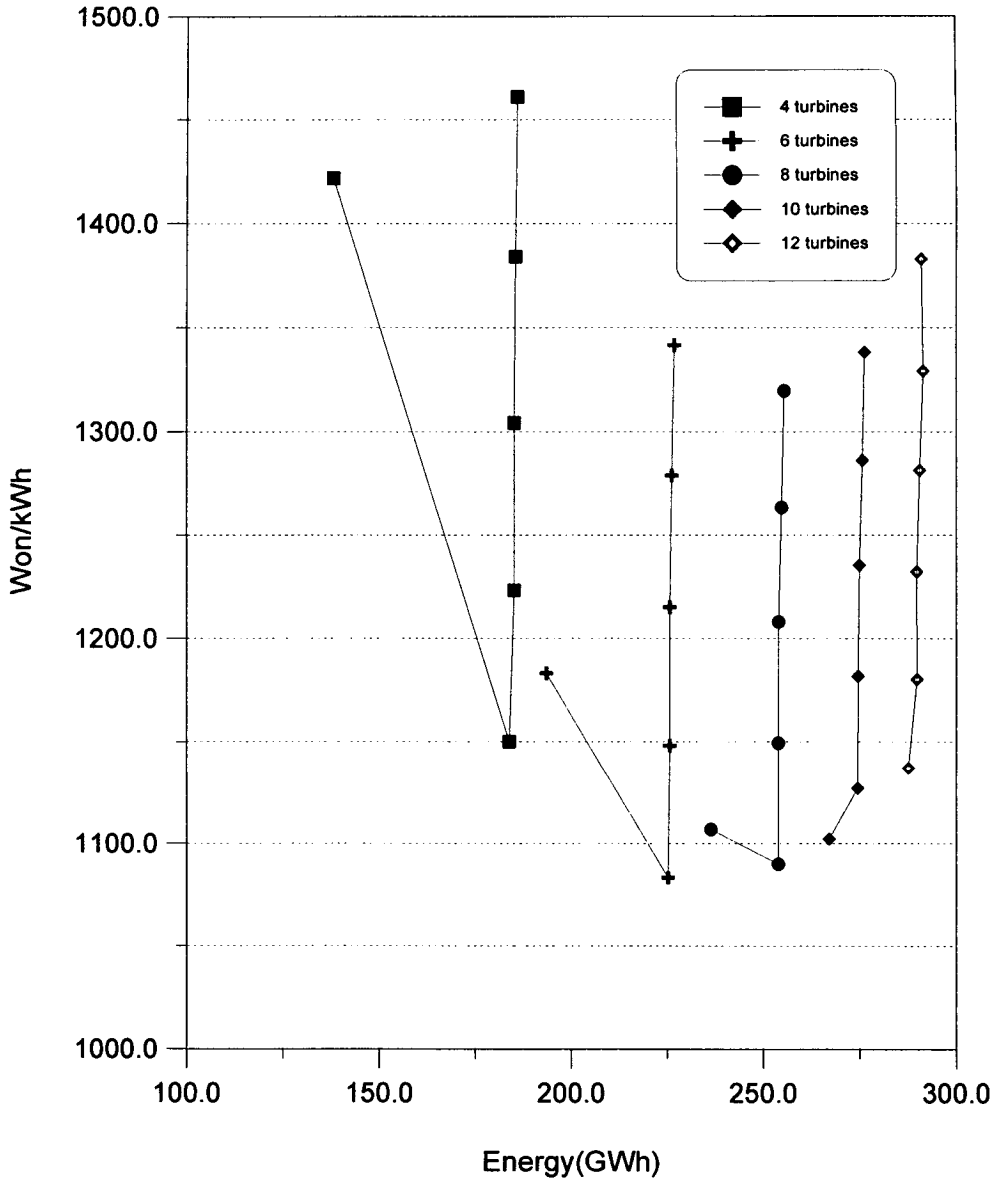


Fig. 4.3.3 Characteristic optimization curve of flood generation.

Table 4.3.6 Computed flood tidal energy for 6 turbines and 2 sluices at Asan in July 1998.

| Tide No. | Start Time (hrs) | Ending Time (hrs) | Generating Time (hrs) | Start Head (m) | Energy Per Tide (MWh) | Cumulative Energy (MWh) |
|-----------|------------------|-------------------|-----------------------|----------------|-----------------------|-------------------------|
| 1 | 0.000 | 0.300 | 0.300 | 3.28 | 0.551 | 0.551 |
| 2 | 9.800 | 13.800 | 4.000 | 4.28 | 219.354 | 219.906 |
| 3 | 22.400 | 25.300 | 2.900 | 2.68 | 72.337 | 292.243 |
| 4 | 35.200 | 39.100 | 3.900 | 4.08 | 195.152 | 487.394 |
| 5 | 47.900 | 50.700 | 2.800 | 2.68 | 69.258 | 556.653 |
| 6 | 60.300 | 64.300 | 4.000 | 4.08 | 219.265 | 775.918 |
| 7 | 73.000 | 76.100 | 3.100 | 3.18 | 106.641 | 882.559 |
| 8 | 85.300 | 89.400 | 4.100 | 4.58 | 282.858 | 1165.417 |
| 9 | 97.800 | 101.300 | 3.500 | 3.88 | 180.042 | 1345.459 |
| 10 | 109.800 | 114.300 | 4.500 | 4.88 | 366.578 | 1712.038 |
| 11 | 122.500 | 126.300 | 3.800 | 4.68 | 275.510 | 1987.547 |
| 12 | 134.200 | 139.100 | 4.900 | 4.88 | 440.343 | 2427.890 |
| 13 | 146.800 | 151.200 | 4.400 | 4.88 | 374.818 | 2802.708 |
| 14 | 158.600 | 163.800 | 5.200 | 4.78 | 490.937 | 3293.644 |
| 15 | 171.100 | 176.000 | 4.900 | 4.88 | 453.679 | 3747.323 |
| 16 | 183.100 | 188.400 | 5.300 | 4.68 | 514.780 | 4262.104 |
| 17 | 195.500 | 200.700 | 5.200 | 4.78 | 504.601 | 4766.705 |
| 18 | 207.700 | 213.000 | 5.300 | 4.68 | 512.406 | 5279.110 |
| 19 | 220.000 | 225.400 | 5.400 | 4.68 | 529.301 | 5808.411 |
| 20 | 232.400 | 237.500 | 5.100 | 4.78 | 487.048 | 6295.459 |
| 21 | 244.600 | 250.000 | 5.400 | 4.68 | 527.992 | 6823.451 |
| 22 | 257.200 | 262.000 | 4.800 | 4.78 | 434.342 | 7257.793 |
| 23 | 269.400 | 274.700 | 5.300 | 4.78 | 498.270 | 7756.063 |
| 24 | 282.200 | 286.500 | 4.300 | 4.78 | 354.525 | 8110.587 |
| 25 | 294.400 | 299.400 | 5.000 | 4.98 | 442.695 | 8553.282 |
| 26 | 307.200 | 311.000 | 3.800 | 4.48 | 257.822 | 8811.104 |
| 27 | 319.600 | 324.100 | 4.500 | 5.08 | 363.561 | 9174.665 |
| 28 | 332.200 | 335.700 | 3.500 | 3.78 | 167.312 | 9341.977 |
| 29 | 344.900 | 348.000 | 3.100 | 4.78 | 266.576 | 9608.553 |
| TOTAL SUM | | | 122.300 | | | 9608.553 |

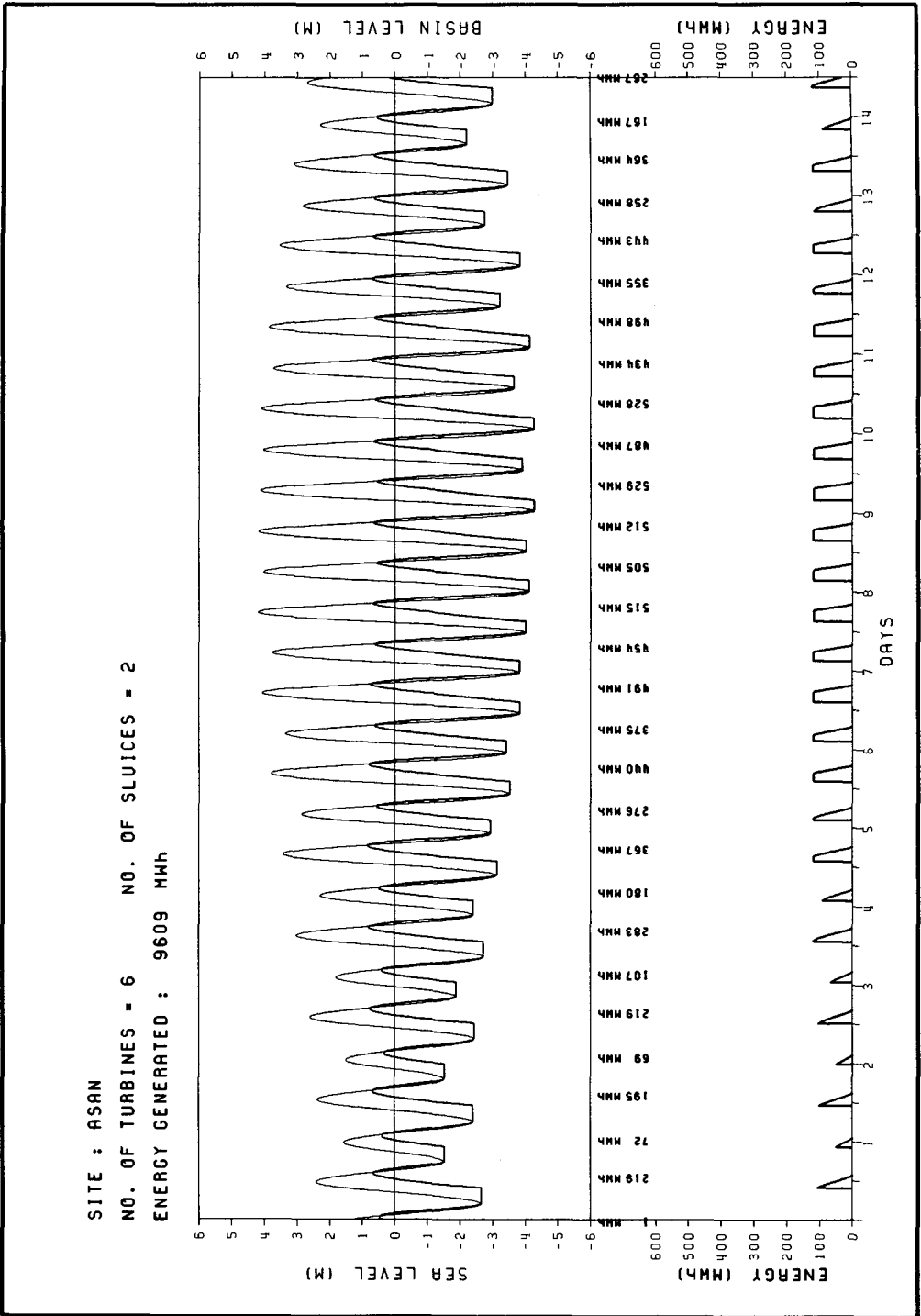


Fig. 4.3.4 Computed flood tidal energy at Asan in July 1998.

제5장 결론 및 토의

우리 나라는 총 사용 에너지의 98%를 수입에 의존하는 에너지 자원 최빈국이다. 정부에서는 이와 같은 에너지 해외 의존도의 심각성을 인식, 1980년대 후반부터 대체 에너지 자원 개발 촉진 정책을 수립, 에너지 자립도 제고를 위한 노력을 기울이고 있으나 현재까지도 그 성과는 미미한 형편이다. 에너지 개발의 시급성은 비단 우리 나라뿐 아니라 선진 자원 부국에서도 중요하게 인식되고 있으며 이는 단순히 화석 에너지원의 고갈에 따른 미래의 에너지 자원 확보 문제 뿐 아니라 현재의 에너지 생산 및 소비가 수반하는 심각한 환경오염 문제에도 기인한다.

조력에너지는 현재 개발 가능한 것으로 알려진 대체에너지 자원중 거의 유일하게 대규모 개발이 가능하고 또한 비고갈성의 무공해 청정 에너지이다. 다행히도 우리 나라 서해 경기만은 발생 조석 간만 차가 크고 또한 지형 조건도 조력발전 개발에 유리하게 되어 있어 세계적으로도 몇 안되는 조력개발 적지로 알려져 있다. 과거의 조력발전 후보지 및 개발 타당성 검토 결과 아산만은 개발 가능성이 가장 높은 것으로 나타난 지역으로 경기도 및 충청남도 일원과 접하는 수제선 104km, 수면적 320km²의 수역을 가지고 있다. 그러나 이곳은 현재 중부권의 중추 항만 및 대 중국 교역 주항만 조성을 목표로 대규모 개발 계획이 수립, 확정되었다. 아산항 건설 계획은 2011년을 최종 목표연도로하여 4단계로 구분, 추진 중이며 현재 2단계 사업이 진행 중에 있다. 항만의 구성은 아산만 내측 북쪽 해역의 갑문식의 내항을 설치하고 내항 외측에 갑조식 외항을 설치하게 되어 있다.

본 연구는 현재 우리 나라의 여건이 대체 에너지의 확보가 시급한 실정이고 또한 조력 에너지가 우리가 보유한 실용화 가능한 자원이므로 아산만에 대한 조력개발 가능성, 특히 항만과의 병행개발 가능성을 검토해 봄으로써 국내 조력개발의 타당성을 재조명하는 의미에서 수행되었다.

검토 결과 현재 계획된 아산항 내항에 대한 동일 지점 조력발전 병행개발안은

가능성이 없는 것으로 나타났고 결국 항만과 분리하여 항만으로 개발되는 구역 외의 수역에 대해 조력발전소를 설치할 경우의 적정시설용량 및 발전량을 산출하였다. 최적화 과정을 통하여 산출된 결과는 낙조식 발전의 경우 시설 용량은 200MW 연간 발전량은 443GWh로 나타났으며 창조식 발전방식을 적용한 경우 시설 용량은 120MW, 연간 발전량은 225GWh로 발전규모 및 효율 측면에서 낙조식 발전이 유리한 것으로 나타났다.

여기서 제시된 시설 용량은 건설 공사비 대비 연간 발전량을 용량별로 비교하는 과정을 통하여 도출된 값으로 조력발전 가동에 의한 편익을 단순히 발전량으로 국한시킨 것이다. 그러나 최근 환경문제가 전지구적인 관심사로 떠오르면서 화력 및 원자력발전의 환경비용 부담이 점차 구체화되고 있어, 조력발전과 같은 무공해 에너지 생산의 경우는 상대적으로 환경 보존 효과를 편익으로 추가 삽입해야 할 것이다. 이 경우 시설 용량은 제시된 값보다 증가될 것이며, 당연히 경제적 타당성도 단순히 발전량만 고려할 경우보다 높아질 것이다. 본 검토에서는 조력발전의 비용 및 편익 산정에 필요한 제반 자료가 충분하지 못했던 관계로 구체적인 경제성 검토는 생략하였다.

한편 아산만에 조력발전소를 설치할 경우 방조제가 만 내부를 차단하게 되므로 홍수시 아산호와 삽교호에서의 방출 유량을 조력발전소가 처리할 수 있어야 한다. 따라서 시설용량 결정시 홍수시의 유량 처리 문제도 검토되어야 하나 본 연구에서는 이에 대한 구체적인 검토는 하지 않았다. 단 수면적에 비해 시설용량이 상당히 크므로 홍수시 어느 정도의 사전 예보가 가능하면 수문 및 수차의 적절한 조작을 통하여 홍수량을 충분히 처리할 수 있을 것이다.

본 과업에서 제시된 연구 결과는 앞으로 대체에너지 개발 차원에서의 조력사업 추진이 구체화 될 경우 유력한 개발 후보지의 하나인 아산만에 대한 개발 가능성 검토 기초 자료가 됨은 물론 타 후보지 개발시에도 참고 자료로서의 역할이 가능할 것이다.

참고문헌 (Reference)

Sogreah Engineering Consultants. 1974. Tidal Power Schemes on the West Coast of Korea, Pre-feasibility Report.

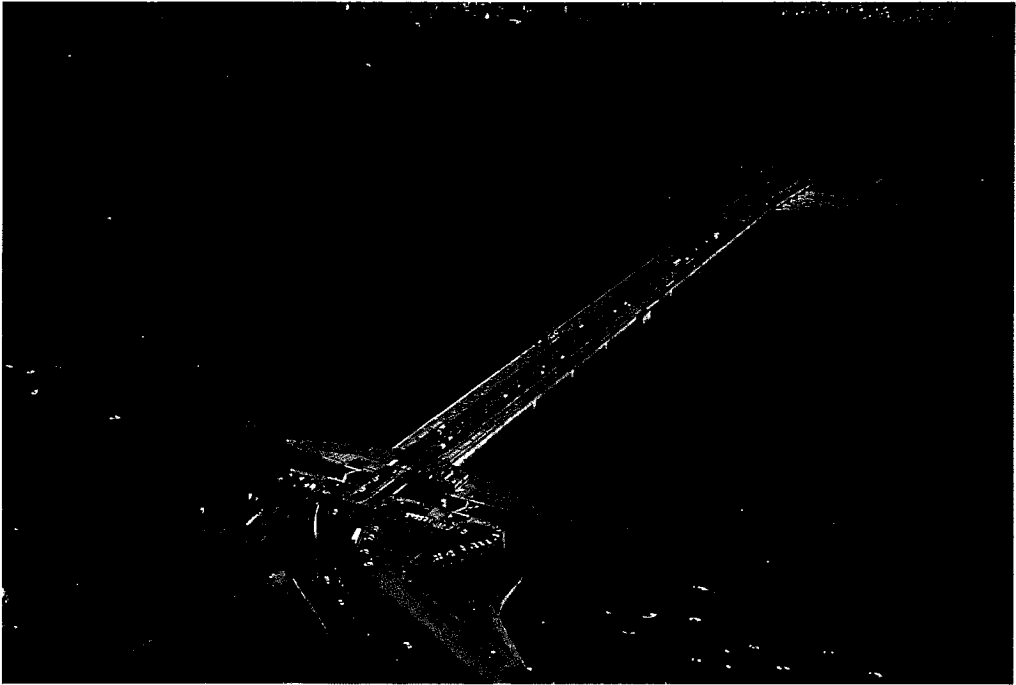
KORDI and Shawinigan Engineering Co. 1978. Korea Tidal Power Study 1978-Phase I. Korea Electric Company.

동부건설주식회사, 한국해양연구소. 1993. 조력에너지 개발 및 이용을 위한 최적발전량 산출기법 개발연구 보고서.

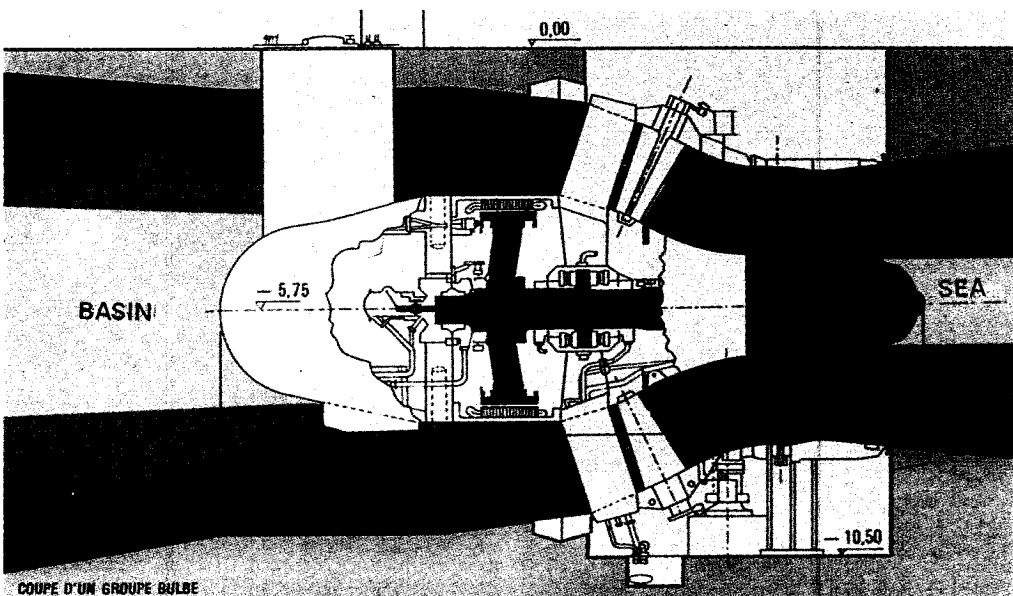
해운항만청. 1995. 아산항 종합 개발 기본계획 보고서. 종합개발기본계획(VI-II).

제2부 선진국 조력발전 사례 연구

Rance Tidal Power Plant

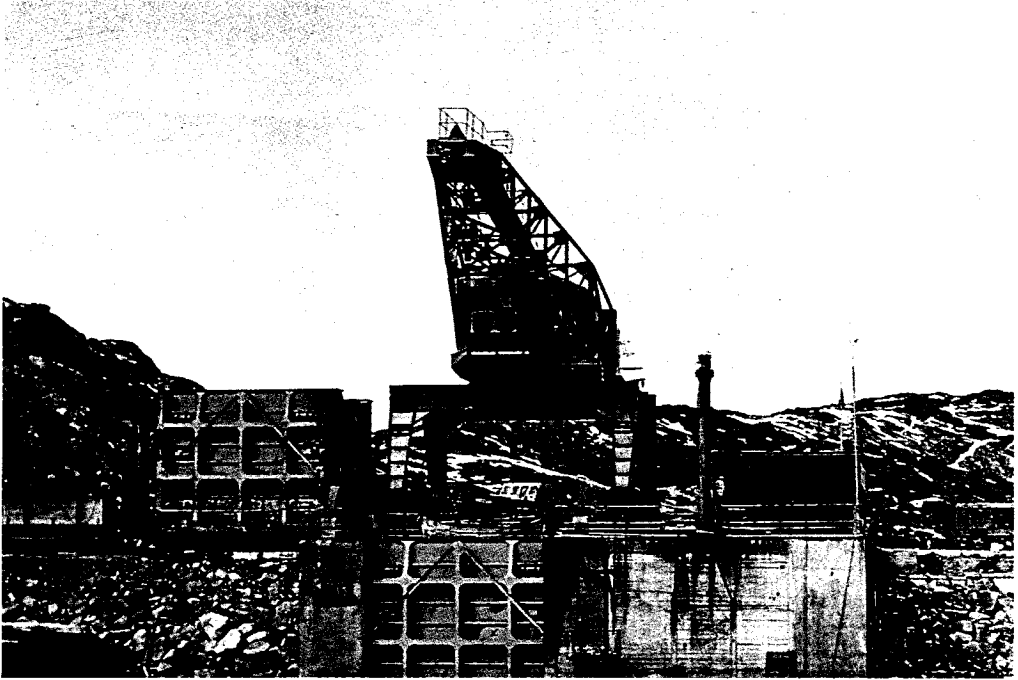


Aerial View

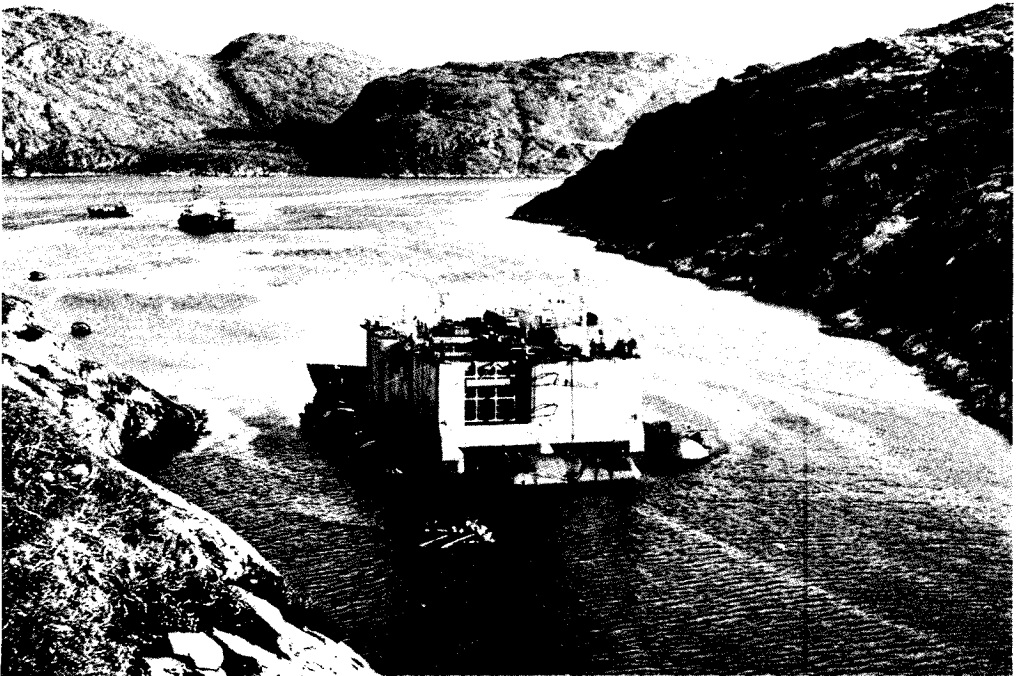


Bulb Unit

Kislaya Guba Tidal Power Plant



View from Downstream

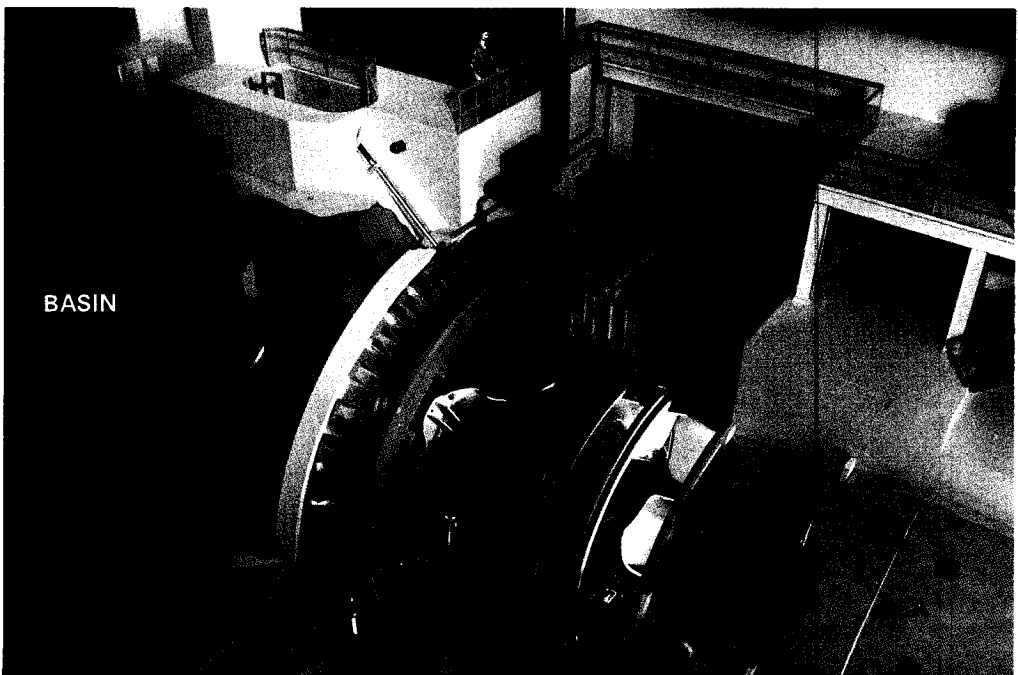


Floating Cassion

Annapolis Tidal Power Plant



View from Downstream



Straflo Unit

제1장 서론

조력발전소 건설 타당성 검토 사업은 프랑스, 영국, 미국, 캐나다, 러시아 등 선진국에서는 이미 오래 전부터 실시되었으며, 그 중에도 프랑스, 러시아, 캐나다에서는 조력발전소(Tidal Power Plant, 이하 약자로 TPP)가 현재 가동 중이다. 그리고 미국에서는 Passamaquoddy TPP 건설 공사 중 사업이 중단되었고, 영국에서도 Severn, Mersey강 하구에서 여러 차례에 걸쳐 타당성 검토 사업이 실시된 바 있다. 현재 조력발전의 기술적인 문제는 거의 다 해결되었지만, 경제성을 뒷받침할 수 있는 새로운 기술개발 때문에 아직도 그 산을 넘지 못하고 있다.

현재까지의 기술개발은 발전방식, 수차·발전기 개발, 시공법 개발 등의 분야에서 상당한 진전이 있었다. 발전방식은 초기에는 연속 발전이 가능하도록 복조지안에 치중하였으나, 개발 규모에 비해 발전효율이 낮아 복조지안은 포기되고, 발전이 단속적인 단조지안으로 발전량을 극대화시키는 방향으로 선회하였다. 단조지식 발전의 기본 원리는 이미 오래 전부터 조석방아에 이용된 바 있고, 현재 가동 중인 Rance 및 Annapolis TPP도 전부 단조지식이다. 수차·발전기는 수평축 bulb 수차의 개발로 Gibrat가 고안한 6-cycle mode 운전이 가능해졌다. Bulb 수차는 조력발전소 뿐만 아니라 저낙차 수력발전소에 널리 보급되어 개발의 파급 효과는 아주 크며 아직도 bulb 수차를 능가할 저낙차 수차는 없다. 그 후 새로 개발된 straflo 수차는 발전방식이 단류식으로 제한되어 발전방식에 융통성이 없고, 성능평가에 충분한 장기적인 운전자료 축적이 필요하고, 가격차이도 별로 없어, 아직 그렇게 큰 관심을 끌지 못하고 있다. 수차·발전기 설치공법은 가물막이 공법보다는 caisson 공법이 보편화되고 있으나 최종 선택은 공사비, 공사기간, 생태계에 미치는 악영향 등을 감안, 최종적으로 현장 조건에 따라 결정할 수 밖에 없다.

여기서는 현재까지 실시된 구미 선진 각국의 조력발전 사업 실적을 고찰하고 21세기 사업 전망을 해 본다.

제2장 프랑스

프랑스 대서양 연안은 해안선의 굴곡이 심하고 수많은 만과 섬으로 해안선의 길이가 400km 이상되며, 평균조차 4.4~8.5m, Cotentin반도에서 최대조차는 Arcachon 5.2m, Rance강 하구 13.5m로 조력발전에 만 나라들 보다 좋은 자연 조건을 갖추고 있다.

1737년 Belidor는 그의 저서 수리 구조에서 연속 가동이 가능한 조석 방아를 소개하였다. 20세기 초반 France의 에너지 공급은 석탄 위주로 매년 30~40Mton을 생산하고, 나머지 20~25Mton을 수입하였다. 이 당시 Fichot, Moreau, Defour 등은 double 또는 triple 조지를 제안하여 연속 발전을 시도하였다. 1930년대에는 조력발전 공사 Houille Bleue, Pres La Brosse가 발족되었다. 전쟁 전에 발표된 19개의 총 1100MW TPP 개발안은 그 당시로는 상당히 획기적인 방안이었으나 실현되지 못했다. Aber-Wrach TPP의 복조지안 설계도 고가의 건설비 때문에 중단되었다.

제1절 La Rance TPP

Gibrat는 2차세계대전 중 Rance TPP 건설 예비검토사업에 착수, 이미 개발된 TPP설계를 비교 검토하여 새로운 접근 방법을 시도했다. 이때 새로운 이론과 기술개발에 힘입어 상황은 급속도로 호전되어, 그가 창안한 cycle 이론으로 단조지 TPP의 융통성 있는 수차·발전기가 설계되고, 6-cycle 운전에 적합한 융통성 있는 TPP운전이 가능해졌다. 그러나 이 문제 해결에는 20년간 많은 과학·기술자들의 노력이 있었다. 즉, A Vantroys, R Bonnefille, A Allard, A Rouville, S Casacci, L Kammerlocher, M Caquot, G Mauboussin 등이며, Gibrat의 주도하에 SEUM (Societe des Etudes pour l'Utilization des Mares)이 전쟁 중에도 비밀리에 조직되고, 종전 후 EDF로 편입되었다.

이렇게하여 Rance강 하구는 조력 에너지 연구·개발 실험장으로 선정되었다. Rance강은 St Malo 서쪽에서 대서양으로 흐르며, 강 하구의 길이 21km, 조지면적 4.75~22.06km²,조차변동 3~13.5m(28년 주기 최대조차), 평균소조차 5m, 평균조차

8.5m, 평균대조차(mean equinoctial spring) 11.36m이다. 하구에서 해수유입량은 최대 184Mm³/s, 평균 110Mm³/s이며 유량 변화는 18-9400m³/s 이다.

Rance TPP건설안은 1890년 Dekert에 의해서 처음으로 제안되었고, 1920년에는 양수발전이 제안되었다. 1925년 Maier cycle, Defour cycle(3조지)이 제안되었고 1932년 Rance TPP 개발회사(SOMARA)가 설립되었다. 1940년 SEUM 설립으로 다조지 개발안은 기각되고 1942년부터 단조지 50MW 개발안, 1946년 Vicomte-Aguilles간을 연결하는 360MW안이 검토되었다. 1951년 Cape Brebis 208MW(8MW 수직축 수차 26대, 직경 5.65m) 개발안의 수직축 수차·발전기는 SEUM의 단조지 복류식에는 부적합했다. 이때 수평축 수차·발전기도 출현했지만 1943년까지도 개념설계와 형태는 확실치 않아 수직축 개념을 그대로 사용했다.

1953년 Gibrat는 수평축 수차개념으로 융통성 있는 TPP운전 cycle을 발표했다. 1959년 7개소에서 full scale 수차·발전기에 실험과 집중적인 연구 결과 Rance TPP 실시설계 단계에서 채택되었다. 수차·발전기 대수는 처음에 40대에서 32대, 그리고 24대로 축소 조정되었다. 발전소는 내륙으로 4km 들어가 외해의 파랑으로부터 보호된다. Brebis갯에서 Chalibert섬을 거쳐 Briantais갯 간의 750m구간(Fig. 2.1.1)에서 최고수심 12m, 하상은 모래, 자갈, 조개 껍데기가 혼합된 퇴적층의 두께 5~6m, 연안에서는 1m 정도이다. 좌안 Brebis갯에 225kV 변전소와 갑문(65 x 13m)이 연안에 위치한다.

Powerhouse(Fig. 2.1.2)는 속이 빈 철근 concrete dam구조로 vault-type 지붕은 13.3m 간격의 buttress-pier로 지지된다. 발전소에는 처음으로 bulb형 수차·발전기를 설치되었으며, 수로길이는 6-cycle운전에 적합하게 외해 쪽으로 30.34m(5.67D), 조지 쪽으로 23.2m(4.33D)으로 TPP 설계 시에 널리 인용되는 제원이다. 단위기용량 10MW, 수차 24대의 수차직경 D=5.35m, 4개의 가변형 회전날개(n=93.75rpm, runaway speed 320rpm)는 운전mode에 따라 -5° ~ +30°로 가변시킬 수 있고 bulb 내부는 절대압력 2bar를 유지한다. 발전기 전압은 3.5kV이며 송전 cable은 갑거 밑 지하관로를 통하여 육상 변전소로 연결된다. 발전소와 Chalibert섬은 사석제(길이 163m x 높이 25m)로 연결되며, 이것은 최종 실시 설계 단계에서 수차 대수가 32대에서 24대로 축소 조정되면서 생긴 공간을 메우기 위해서 축조된 것이다.

수문은 Chalibert섬과 Briantais갯을 연결하며(Fig. 2.1.3), 수문 길이 115m, 6련의

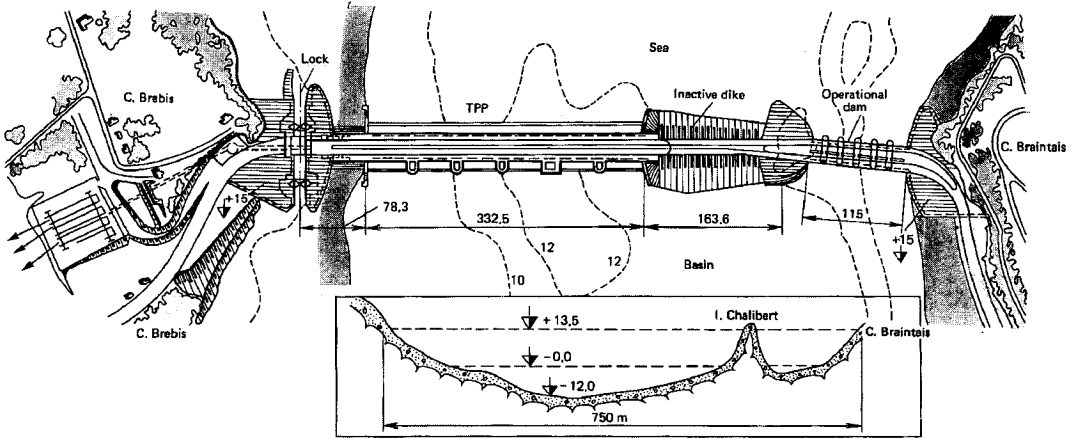


Fig. 2.1.1 Bed profile of alignment and plan of the Rance TPP structures.

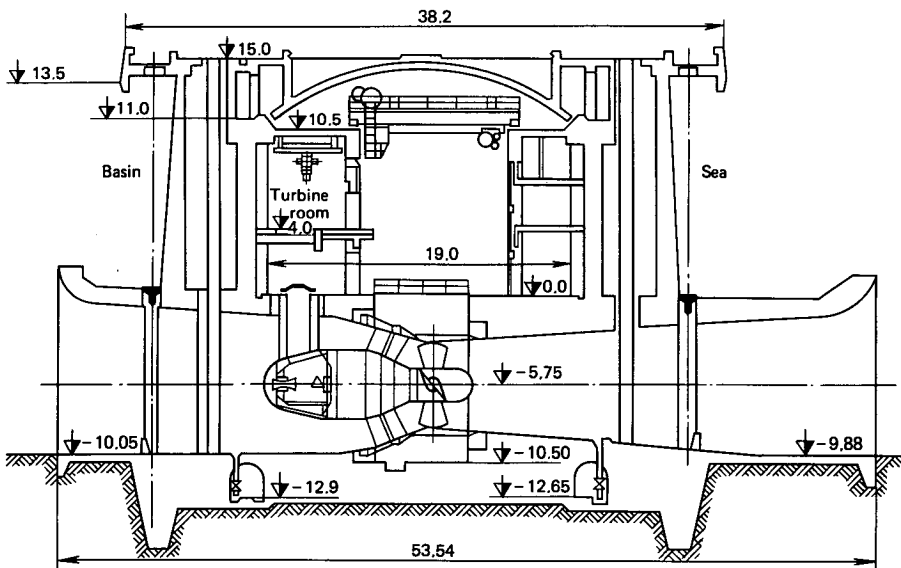


Fig. 2.1.2 Cross-section of TPP powerhouse along generating unit axis.

flat wheel gate(폭15m x 높이110m)는 13.5m 수두 하에서도 가동되게 설계되었고 통수량은 5m 수두 하에서 9600m³/s, 수문 개폐시 소요 시간은 개방시 10분, 폐쇄시 15분이 걸린다.

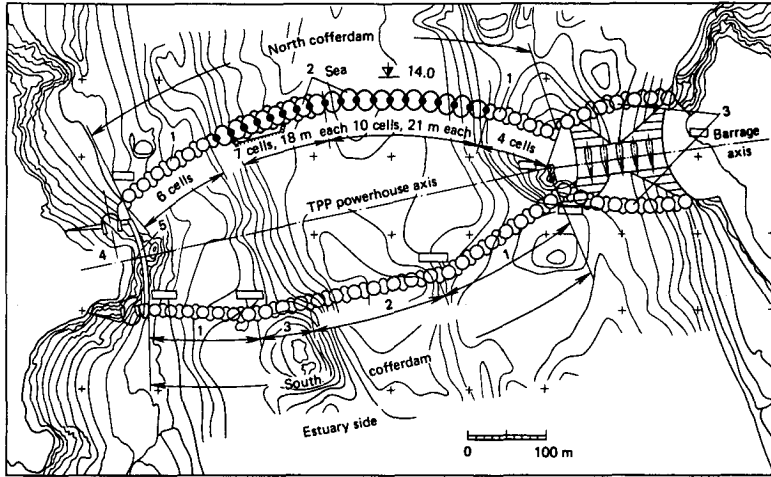


Fig. 2.1.3 Plan of cofferdams: 1 - sheet-pile cells 19 m in dia; 2 - sheet-pile cells 21 m in dia supported by reinforced-concrete columns; 3 - cellular cofferdam; 4 - lock pit; 5 - concrete cofferdam with crest elevation of +7 m.

1. Rance TPP 시공

발전소 건설 공사시 해결해야 할 가장 큰 문제는 조석에 따라 주기적으로 변동하는 조랑(0~16000m³/s)과 창·낙조류(2.75m/s)의 강한 흐름에 대처하여 시공 중에도 만 내에 선박 통항을 허용하고, 수문과 갑거로 물을 통과 시키는 Caquot이 제안한 설계 개념을 채택했다. 시공 순서는 갑거와 수문을 양안에 먼저 건설하고, 그 다음 복측 가물막이의 중앙부를 축조했다. 갑거 건설은 1961년 3월 착공, 1962년 11월 완공, 수문 가물막이는 1961년 4월부터 시작되었다. 가물막이 길이 300m, 높이 20m는 15개의 sheet-pile cell(직경 19m)공사는 1963년 전반기에 끝났다.

복측 가물막이는 중앙부 체질을 위한 것이며 부유 caisson기법을 사용하였다. 가물막이 길이 600m, 천단고 +14m, 동서 양쪽 끝단 abutment 240m는 10개 sheet-pile

cell(직경 19m)로 수문 가물막이와 비슷하며, 가물 막이 중앙부 천단고는 +26m로 안정도가 없다. 따라서 나머지 360m 가물막이는 19개의 부유식 원통형 철근 concrete column(직경 9m, 벽체두께 0.2~0.33m, 높이 17.2~24.6m)으로 구성되고, 하부 구조체는 원통형 부재(600~900ton) (Fig. 2.1.4), 상부 구조체는 철근 concrete (150ton)로 필요한 안정도를 준다. Column 하부의 solid RC(두께 0.4m), upper

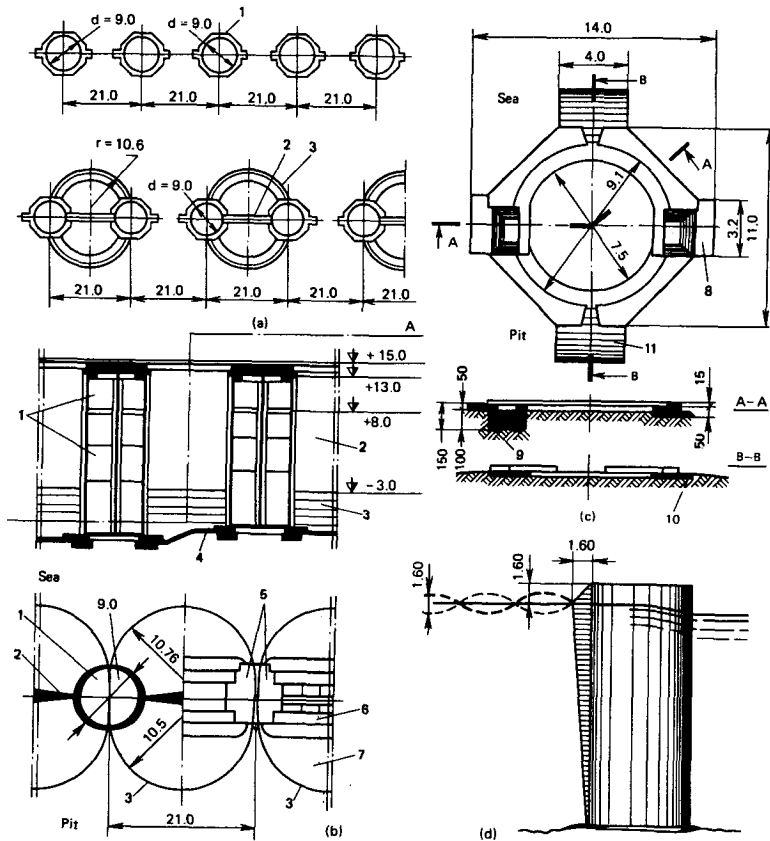


Fig. 2.1.4 Cofferdam 21 m in diameter: (a) pattern of "comb" arrangement; (b) column-to-cell joint; (c) column foundation; (d) pressure profile; 1 - reinforced-concrete floating column; 2 - stoplogs; 3 - cells of metallic sheet piles; 4 - rock bed; 5 - overweight block; 6 - temporary bridge; 7 - sand; 8 - support projection for stoplogs; 9 - concrete slab under column shoe; 10 - foundation concrete ring under column; 11 - concrete-lines slope, 3:1 conjugation.

removable metal cover는 예인시 부력을 제공하며 column은 1962년 현장에 가까운 St Malo dry dock에서 제작되었다. 부유 column은 수평으로 진수되어(Fig. 2.1.5) 현장 설치 지점까지 예인되고, column은 강바닥에 미리 설치된 concrete 기초에 예인 rope를 걸 수 있도록 되어 있다. Column은 1962년 4월 13일부터 11월 23일까지 설치되었고, 10월에는 한 달동안 최고 4개가 설치되었다. 설치 후 column 내부는 모래로 채워지고, 그 다음 15ton 뚜껑과 100ton span beam으로 덮었다. Column 설치 후 column사이는 20~80ton의 철근 concrete제 stoplog을 임시로 설치하였고, sheetpile 설치 후 stoplog은 제거되었다.

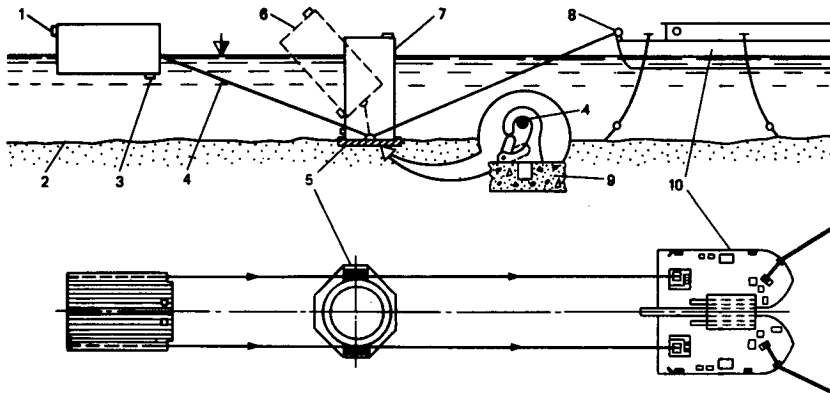


Fig. 2.1.5 Placing of reinforced-concrete floating column: 1 - air bleeding valve; 2 - river bottom; 3 - kingston valve for water discharge; 4 - two steel cables attached to bottom edges; 5 - concrete pad fabricated in movable caisson; 6 - column being placed vertically; 7 - column in position; 8 - winch; 9 - concrete foundation; 10 - anchored barge.

체절 순서는 Fig. 2.1.6, 체절 공정은 Fig. 2.1.7에 각각 표시되어 있다. 1962년 10월 14일(Fig. 2.1.8) 11개 column이 설치되었을 때 통수 단면적은 수문 pit와 복측 가물막이 wing wall에 의해 원래(450m²)의 절반 이하가 되어 이런 조건 하에서 추가 체절은 column의 안정도를 위협하여 sheetpile cell로 다시 보강하였다. 1963년 2월 6일 column간의 5개 gap의 체절로 단면적이 25%로 축소되면서 1.5m의 수두차가 생기고 하상 세굴위험 때문에 수문가동을 서두르게 되었다. 그 결과 1963년 3월 25일의 대조차(12.4m)시에는 단지 0.8m의 수두차가 발생했으며, 그리고 대조기동

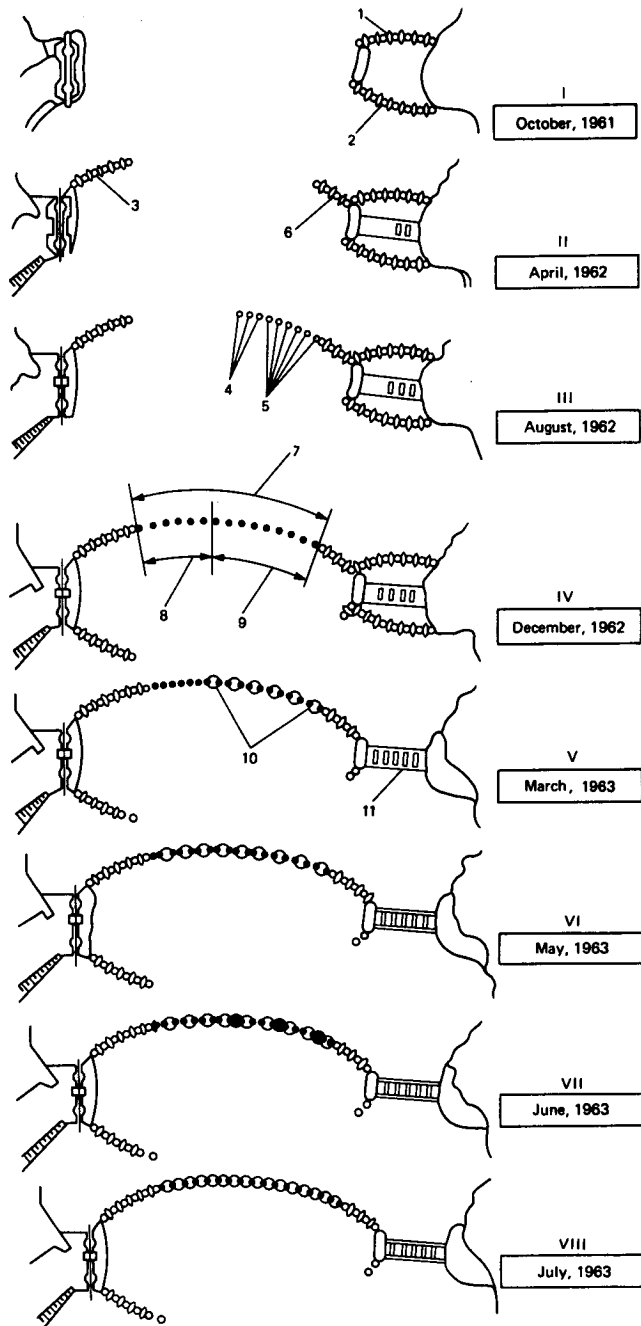
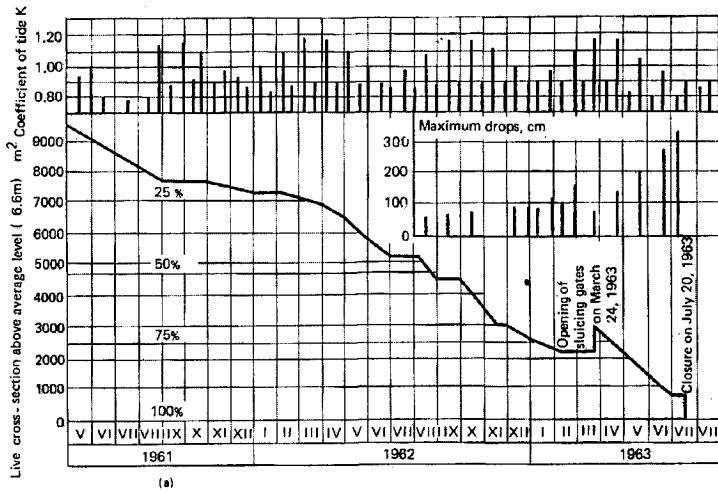
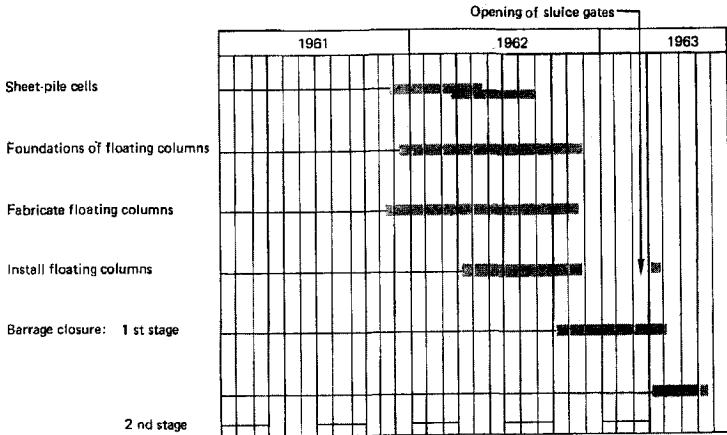


Fig. 2.1.6 Stages of estuary closing: 1 - seven sheet-pile cells to be later connected by sheet piles along arc-like jig; 2 - same of eight cells; 3 - same of six cells; 4 - same of three cells; 5 - floating columns 9 m in dia and 19-27 m in height; 6 - concrete foundations under columns; 7 - 19 columns; 8 - 7 closure channels 18 m long each; 9 - 11 closure channels 21 m each; 10 - sheet-pile cells connecting columns into pairs; 11 - sluices are open.



(a)



(b)

Fig. 2.1.7 Closing schedule (a) and north cofferdam construction sequence (b).

안 1.5m의 수두차가 유지될 수 있었다. 1963년 3월 25일 2단계로 더 많은 cell 이 시공되었고, 7월 20일 북측 가물막이의 마지막 gap을 체절한 후(Fig. 2.1.9) 수문이 닫혀지고 최종체절이 15개월 걸려서 끝났다. 이렇게하여 Rance강 하구는 가물막이로 외해로부터 완전히 차단되고 발전소 건설 작업장이 조성되었다. 가물막이공사의 성공 여부는 전체 건설공정과도 직결되어 과다한 설치비와 인력이 투입되었다. 1963년 11월 남측 가물막이 sheet pile 565m가 끝나고, 그 내부에 10ha의 작업장이 생겼다. 가물막이와 부수되는 가설 구조물 설치에 13,000ton의 sheet pile은 전체 체절 공사비의 31%, 450,000m³ fill(9%), 132,000m³ concrete caisson column 기초, 2000

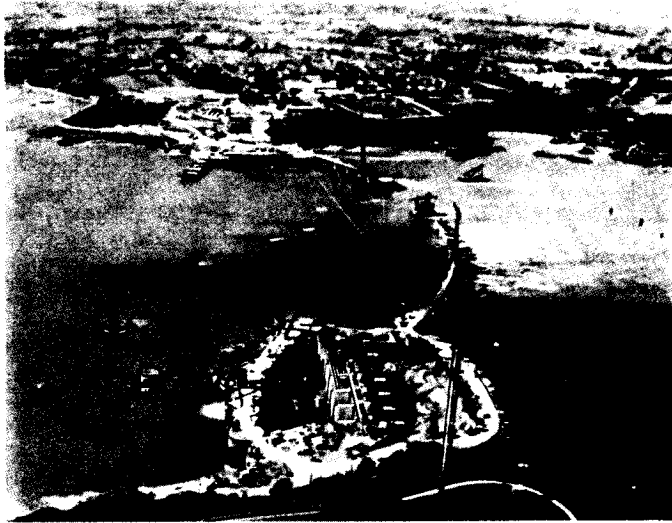


Fig. 2.1.8 Sluicing ebb discharges after installation of 11 columns in north cofferdam (Oct. 14, 1962). (Photo: EDF)

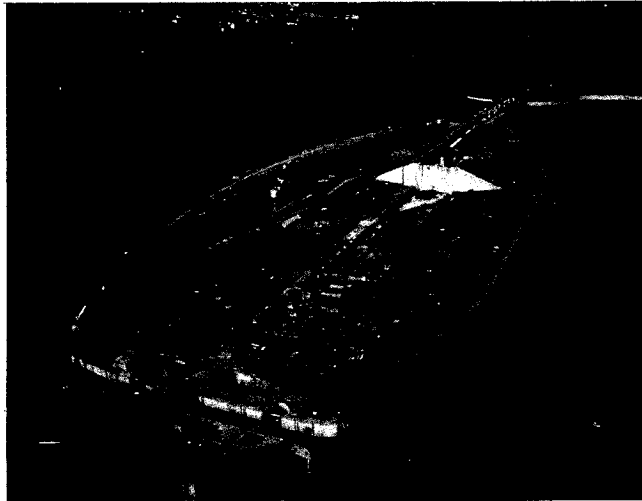


Fig. 2 .1. 9 The Rance TPP powerhouse construction in central pit. (Photo: EDF)

m³ 수중 concrete(42.5%), 기타 17.5%이다.

1966년 8월 19일 5년간 공사후 Bulb 1호기가 발전을 개시하고, 1967년 12월 4일 마지막 24호기가 가동되었다. Rance TPP 건설에는 350,000m³의 concrete, 16,000ton의 강재, 275,000 m³의 거푸집이 소요되었다(Fig. 2.1.10).

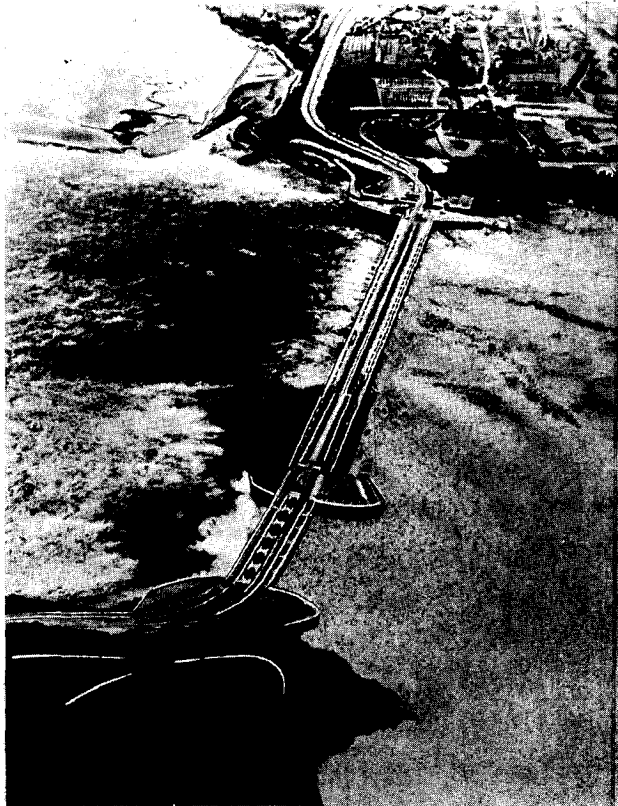


Fig. 2.1.10. General view of the Rance TPP. (Photo: EDF)

2. Rance TPP 운전 경험

Rance TPP 건설 의의는 세계 최초의 상용 TPP로서 Rance의 50배 규모의 Chausey TPP개발 계획의 prototype라는 점이다. 그러나 거창한 Chausey 계획은 아직 까지도 실현되지 못하고 있다. Rance TPP는 이상적인 조력발전소이며, 전 세계적으로 모델 TPP로 인용된다. 또한 한국, 호주, 알젠틴, Canada, 영국 등의 TPP 검토 사

업에 프랑스 용역회사가 참여하는 계기를 마련했다. Rance TPP의 연구 개발비는 80Mfranc이 투자되었고, 이것은 전체 건설비의 10%를 차지했다.

Rance TPP의 가장 괄목할 성과는 bulb 수차·발전기의 개발이다. bulb unit은 TPP의 심장부이며 이곳에 설치하려고 처음으로 개발되었으며 그 후 저낙차 수력 발전기 분야에 파급효과는 아주 컸다. 10만 시간 가동 후 수차의 chamber 표면과 날개에 cavitation은 생기지 않았다. 12대의 수차날개에 Cu-Al 합금이 사용되었고, SS17-4는 runner날개, hub, distributor, SS 18-8 runner ring에 각각 사용되었기 때문이다.

가동 첫 해의 가동률은 95%로 높은 신뢰도를 보였다. 1973-74년에 복잡한 운전 cycle은 융통성 있는 수차·발전기를 시험하기 위한 것이다. 연간 발전량 507GWh(net)는 원래의 설계 목표치를 달성하였다. 첨두부하 시간대 동안 설계 출력은 좀 낮았지만 기기 문제는 아니고, 발전기 가동 후 1975년까지 비 동기기동 5550회, 7500회 비 동기운전 mode로 몇 개 발전기에서 stator와 rotor간의 전기 접촉으로 화재가 발생하였다. 이런 유형의 사고는 하천 수력발전소에서도 발생했다. 또 다른 결함은 절연 저항 감소, damper winding 결점 등 발견되었으나 간단하게 교정되었다. 이 사고로 stator는 3대씩 동시에 가동을 중지시켜 단계적으로 보수 작업을 실시했다. 가동 중지 시간을 최소화하기 위해서 다른 발전기의 stator key도 수리했다. 이 7년간의 가동률은 72~84%로 에너지 손실을 최소화시켰다. 또한 수리 기간 중 단류식(비양수) 발전 mode 분석도 가능하였다. 수리 비는 110Mfranc(1983년 가격 기준)으로 발전단가를 20% 상승시켰고, 1983년 수리 후 발전소는 정상 운전 중이다. 25년간 가동 후 지금도 해수와 대기에 노출된 구조물의 상태는 양호하며, 구조물의 표면은 crack이나 변형이 없다. EI 8~12m 구간의 concrete 표면은 원래의 concrete 강도를 그대로 유지하고, 표면의 요철과 침식도 미미하며 더 악화되는 것 같지도 않다.

1962-72, 1981-82년에는 acrylic resin cement grout로 구조물 표면 처리후 구조물의 누수량은 5 l/min로 방수는 잘되고 있다. Runner 날개에 생긴 미소한 부식은 stainless steel로 보수하고, paint coating된 문비의 손상 부위는 전기 방식으로 해결했다. 발전기 방식은 3개의 circuit(12개 titanium anode)으로 구성되며, runner chamber, distributor rim, stator ring과 access shaft에 설치되어있다.

전체적으로 3개 system 즉, cathodic protection, protected paint, steel quality로 해수부식에 대처하고 있다. 방수구 concrete 표면과 bulb 표면의 해양 생물 부착은 정기적으로 잠수부가 청소를 한다.

3. Rance TPP 운전 실적

보수 후 TPP 운전은 정상화되어 보수 기간 중의 운전 제약 조건은 없어지고 Gibrat cycle개념을 실현 할 수 있게 되었으며, 운전 실적은 Table 2.1.1과 같다.

Table 2.1.1 Operating modes of the Rance TPP.

| Regime | Head, m | Generating unit capacity, MW | Efficiency, % | Flow rate, m ³ /s |
|---|---------|------------------------------|---------------|------------------------------|
| Turbine : | | | | |
| - forward (direct) (from basin to sea) | 3 - 11 | 3 - 10 | 55 - 87 | 110 - 275 |
| - backward (reverse) (from sea to basin) | 3 - 11 | 2 - 10 | 60 - 73 | 115 - 275 |
| Pumping : | | | | |
| - forward (direct) (from sea to basin) | 1 - 3* | 6 | 30 - 66 | 110 - 170 |
| - backward (reverse) (from basin to sea) | 1 - 3* | 6 | 25 - 58 | 108 - 200 |

* The delivery head varies with tidal ranges. So, at $A = 7$ to 10 m it varies from 1 to 2.5 m, the basin level rises by 0.5 to 1.25 m; at $A = 6$ to 7 m, the delivery head is 1.25 m, the basin level rises by 2.5 m; at $A = 5$ to 6 m, the delivery head is 3.5 m, the basin level rises by 1.75 m.

Fig. 2.1.11은 다양한 발전방식(단류식, 복류식 및 양수)을 나타내며 외해 조석, 조지수위, 발전출력 및 양수시 소요 전력 변동 곡선이다. Bulb unit은 Cumberland, Cobequid, Tugur 등 대단위 TPP 타당성 검토 사업에 채택되었고, Kislaya, Jiangxia 시험 발전소에도 설치되어 있다.

Rance TPP 발전 cycle은 Figs. 2.1.11 및 12와 같다. 즉 먼저 수문과 수차를 열어 조지를 채우고, 수차 날개와 distributor vane은 유량을 최대로 통과시킬 수 있도록 고정시키고 수차 회전속도는 94rpm에서 60rpm 또는 30rpm으로 낮춘다. idle

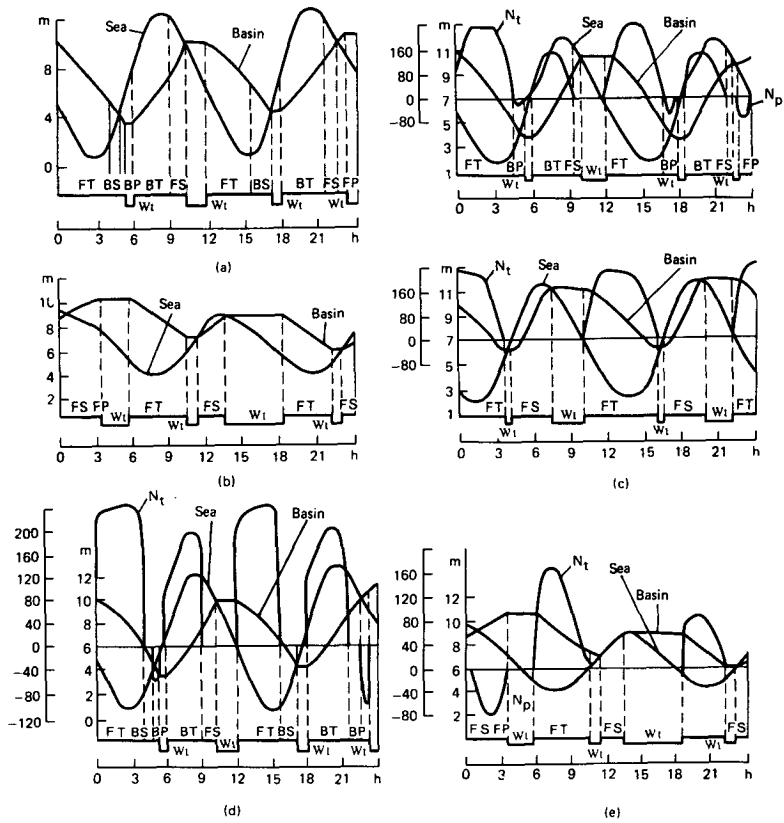


Fig. 2.1.11 Methods of the Rance TPP operation: (a) spring period, double-effect operation; (b) single-effect operation with pumping; (c) diversifying of single- and double-effect operation as dictated by system loads; (d) power curves for case (a); (e) same for case (b); FT - forward turbine operation; Wt - waiting; BT - backward turbine operation; FS - forward sluicing (filling); FP - forward pumping operation; BS - backward sluicing (emptying); BP - backward pumping operation.

discharge는 조지 와 외해간의 수위 차의 평형을 가속시키는 가장 빠른 조지 충수 방법이다. 발전은 외해와 조지간의 수두차가 1.2m(최소 발전수두)일 때 시작하며, 이 수두차를 만들기 위하여 약간의 대기시간이 필요하다. 양수 mode에서 양수 시간은 요구 수두와 전력 계통 사정에 따른다. 역발전(reverse turbine operation)시 조지는 외해 수위보다 더 낮다. 복류식 발전에서는 전력 사정에 따라 reverse pumping mode도 가능하며 그 다음 direct turbine operation시에 수두 차를 증가시킨다. Rance TPP에서는 이러한 다양한 발전방식이 실험되었다.

Syzygial tides의 간·만조 시각은 대략 08시나 20시이며 이때 발전수두가 낮고, 전력 계통의 침투부하 시간대이다. 이때 출력 면에서 pumping mode가 가장 유리하나, 경제적으로는 발전단가와 양수용 전력단가와 비교해야 하고 pumping mode storage의 효율은 280%가된다. 이때 평균 용량은 45MW에서 65MW로 증가하고 연간 순수 발전량 증가는 381GWh에서 507GWh로 33% 증가한다.

Fig. 2.1.12는 대조기(9~12m)와 그 다음 소조기(5~9m)의 전형적 운전 곡선이다. 소조기 동안 정격 낙차(5.65m)를 유지하려면 직접 양수해야 하며 syzygial tide보다 조차가 작기 때문에 정 방향 발전만 가능하고, 역 방향 발전은 안된다. 조차가 5~7m일 때 조지 수위는 1.25~1.75m이고, 양수를 하면 양수 후 수위는 2.5~3.5m(최대 5m)가 된다. 대조기에는 복류식 발전, 양수, 배수를 하며, 조지 내 수위 변동 폭은 외해조차 보다 작다. 양수를 하면 이 차이를 줄일 수 있다. 조지 수위는 0.5~1.25m 까지 상승하며 양수 양정은 1~2.5m이다. 역방향 양수는 1975년까지 제한적으로 실시되었으나 1983년 수리 후에는 채택되지 않았다.

Fig. 2.1.11c는 단류식 및 복류식 운전곡선을 표시하며 침투부하 시간대에 맞추면 발전량 손실은 2360MWh에서 1870MWh로 20% 떨어지지만 발전 지속 시간은 10~12시간 부터 16~17시간 연장된다. 소조기나 평균조에서 복류식 발전을 하려면 양수를 실시하여 낮은 조지수위로 인한 출력 저하를 만회 할 수 있다.

Rance TPP 운전 유형은 시기적으로 3가지로 나눌 수 있다.

1) 1973-75년, 이 기간에 발전소는 설계 목표치를 달성하고, 여러 가지 운전 mode 시험을 했다. 이 기간에 최적화는 아주 상반된 제한된 범위 내에서 절충되었다. 즉, 출력을 극대화시키지 않고, 경제적인 수입을 극대화하거나, 기술적으로 발전 mode를 자주 바꾸었다. 전력 계통 상황에 따라 양수를 실시하여 최대 출력으로

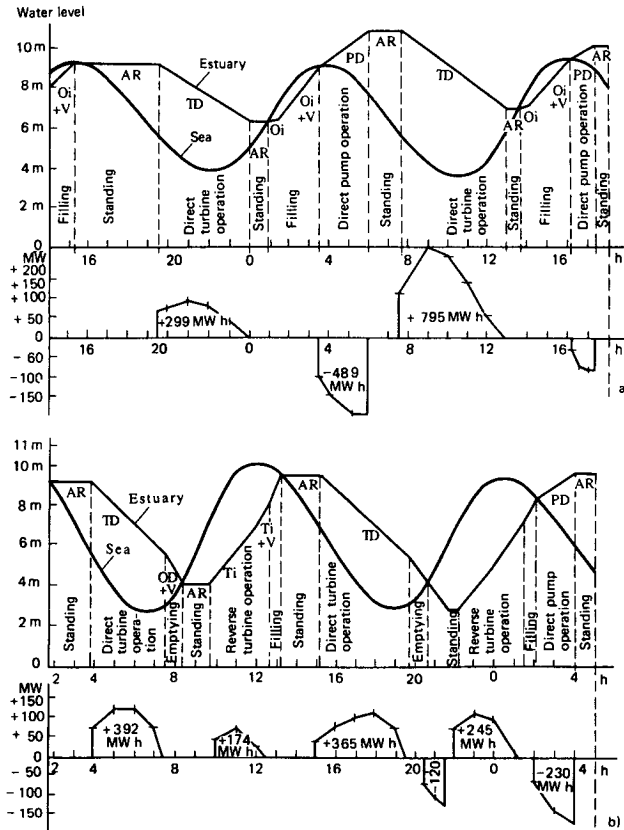


Fig. 2.1.12 Typical curves of the Rance TPP operation in the spring and neap tides periods.

발전하나 필요시 mode를 바꿔서 수입 극대화를 목표로 하기도 했다. 고에너지 시간대(최고 가격/최저 가격이 2이상)에는 보다 많은 수입을 목표로 운전하며, 발전량 감소는 고려하지 않았다.

2) 1975-82년, 수차·발전기 보수작업이 차례로 실시되고, 나머지 unit는 direct turbine mode 운전만 하게되어 다른 시기(1973-75, 1983-95)의 발전 mode와 비교 가능하다(Table 2.1.2).

3) 1983-95년, 수리 후 운전 mode 제한이 해제되고, 원자력 발전 용량 증가에 따라 발전 단가는 35~37centime/kWh, 발전소 운전은 수입 극대화를 목표로 하였다. 단류식 및 복류식 발전에서 양수 여부에 따라 가장 비용 효과적인 운전 mode

Table 2.1.2 Efficiency of TPP operation in different regimes for maximum income optimization (for 4 weeks of 1983-95), %.

| Regime | Maximum : minimum energy cost ratios | | | | |
|--|--------------------------------------|-------|-------|-------------|-------|
| | Spring period | | | Neap period | |
| | 1 | 5.7 | 8.91 | 1 | 5.7 |
| Single-effect (action) without pumping | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Single-effect (action) with pumping | 109.7 | 116.2 | 121.7 | 112.7 | 112.7 |
| Double-effect (action) with pumping | 111.5 | 123.1 | 132.1 | 112.9 | 126.5 |

선정은 복잡하다. 출력은 양수시 단류식은 10% 증가되나, 복류식은 1% 증가한다. 에너지 가격은 시간대에 따라 변동하므로, 수익은 양수시 발전시간대에 따라 10-20%, 복류식은 2-10% 추가되며 양수효율은 외해및 조지 수위에 따라 100-157% 변동한다.

Table 2.1.3은 평년 운전을 한 1990년도의 98% 가동률을 표시하고 발전 실적은 아주 높다. 여기서 2% 가동 중지는 원래는 보수 유지에 5%, 비상시 2%로 추정했다. 보수 기간을 제외하면 가동률은 높은 편이고 지난 10년간의 정상 운영 결과 $\pm 3\%$ 로 변동하며 이것은 18년간의 조석 변동량 $\pm 4\%$ 로도 설명된다. 그러나 이러한 변동은 주간 에너지 가격 변동을 고려하면 수입에 별 다른 영향이 없다.

Table 2.1.3 Operation of the Rance TPP in 1990.

| Turbine production, GWh | Pumping consumption, GWh | Net production, GWh | Percentage of operation in various regimes | | | | | Usage, hours | Availability, % |
|-------------------------|--------------------------|---------------------|--|----|----|----|------------------|--------------|-----------------|
| | | | DT | RT | DP | RP | No-load sluicing | | |
| 579 | 81 | 497 | 56 | 5 | 18 | 0 | 21 | 6530 | 98 |

Rance TPP의 최적 운전은 AGRA algorithm으로 매 주 단위로 매 10분마다 계산하며, 출력 자료는 날짜, 시각, 조지수위, 수두차, 발전 수차 대수, 수차·발전기 특성 및 용량, runner 날개 각도, 수문 대수, 수문 방수량, 발전단가 등이다.

Rance TPP 운전 요원수는 새로운 자동화 system 도입으로 control panel에서 3명 감축하여 61명에서 58명이되었다.

4. Rance TPP 평가

1890년 Decker이후 현재까지 Rance TPP는 조력발전 분야에 큰 기여를 해 왔으며 실용화 기술의 새 이정표를 세웠다. Rance TPP 개념 설계는 Gibrat의 cycle 이론에 의거 융통성 있는 bulb set의 개발로 실현되었다. 그러나 TPP 운전은 단류식으로 제한되고 있다. 이와 같은 상황은 straflo 수차에서도 마찬가지로 현재 Annapolis TPP에 설치되어 Fundy TPP의 prototype로 가동 중이다. 그러나 이 unit은 runner blade의 pitch angle이 고정되어 있어 효율적인 양수운전이 불가능하다. 따라서 TPP에 적합성은 떨어지며, 영국, 캐나다에서 bulb unit에 밀리고 있다. Bulb unit의 잇점은 양수, 높은 idle discharge, runner blade 각도 조정에 의한 높은 효율 등이며, bulb unit TPP powerhouse는 복류식 TPP의 모델이다. Rance TPP 구조체 상태는 양호한 편이며, 앞으로 몇 십년 간 더 버틸 수 있을 것으로 추정된다. 지난 25년 간 overhaul은 없었고 prototype TPP로서도 만족스럽다. 현재 전 세계적으로 약 500대가 수력발전소에 단류식으로 가동되고 있다. 이렇게 하여 수차·발전기 문제는 해결된 셈이고, 시공법도 부유 caisson공법으로 Kislaya TPP에서 성공한 바 있어 건설비 절감도 기대되고 있다.

Rance TPP 운전으로 조력발전 개념 정립과 대규모 상업 발전의 가능성을 충분히 보여줬다. 이제 연간 발전량은 평균치를 유지하고, 출력은 수입극대화를 위해 조정된다. Rance TPP는 발전 연료 절감 등 경제적 효과 이외에 프랑스에서 가장 싼 에너지를 생산한다. 1960년대의 총 건설비 480Mfranc(58% 기기, 14% 가물막이, 28% 구조물), 하천 수력발전 단가의 2.5배이었으나, 1973년 580Mfranc으로 사업비가 재평가되었다. TPP 발전단가 9.67centime/kWh(O&M 3~4centime/kWh 포함)는 석탄화력 발전단가 12.06centime/kWh보다 싸고, 원자력 9.06centime/kWh와 비슷하다.

1990년 TPP 와 원자력 발전단가는 각각 19.5, 20.26centime/kWh로 비슷하다. TPP의 O&M은 4centime/kWh에서 3.2로 감소되었다. 1995년 수력발전 단가 6.2centime/kWh는 1973년 3centime/kWh의 2배로 상승했다. 이와 같은 에너지 가격 변동 추이는 TTP에 계속 유리하게 작용하고있다.

Rance TPP는 생태학적으로 청정하며, TPP 조지 내에는 새로운 위락 환경이 조성되고, 새로운 생태계가 형성되어 생물 현존량은 과거보다 증가되었다. 어떤 종은 현존량이 Brittany지방의 딴 하구의 과거치를 능가하기도 한다. Rance TPP에 대한 EDF의 평가는 주목할 만하다. 즉, TPP는 다른 발전원을 대체하여 수익을 극대화 시키고, 2000년까지 원자력 발전소의 출력을 조정하는 양수발전소(11GW)의 건설 계획에 따라, Rance TPP는 화력발전을 완전히 대체하며, 하천수력및 양수 발전과 더불어 침투부하를 담당한다. 앞으로 TPP는 다른 발전원과 경쟁 할 수 있을 것이며, 현재 중단된 Chausey TPP 개발 계획도 재검토 될 수 있을 것이다.

제2절 Chausey TPP

프랑스 해협제도 일대의 대규모 TPP 개발은 오래 전부터 거론되었다(Fig. 2.2.1). St Malo 북쪽 Cotentin반도 연안은 수심 20m 이내이며 수많은 섬과 암초가 산재해 있고 조차는 12m나 된다. 이들 섬과 육지를 연결하여 조지를 조성하면 설비용량은 100GW정도 된다. 2차 세계대전 초기 Mel은 이곳에 거창한 TPP 개발안을 제안 한 바 있다. 즉, Cotentin반도 연안의 얇은 해역을 115km의 방조제로 섬과 육지를 연결 하면 설비용량 25,000MW(10MW x 2500대), concrete 200Mm³, 강재 1Mton이 소요 되는 거대한 계획으로, 프랑스 전체 설비용량 10,000MW에 비하면 엄청나게 큰 규모이다.

따라서 1942-58년에 여러 가지 소규모 개발안들이 검토되었다 (Table 2.2.1). 이들 사업은 25km 방조제로 둘러싸인 사각형 조지 540~730km²를 조성하고 수차와 수문배치시 파고 8m의 파랑의 영향도 덜 받도록 고려하였다. 이 사업은 Coriolis 가 처음으로 개발을 제안한 이래, 1921년 Mayer의 복조지안, 1942-47년 Caquot의 개량안 등이 있다. 1955-62년에는 단조지안이 제안되었고, 방조제 배치, 수차·발전 소 설계가 달라졌다. 1976-8년 설계에서는 bulb 수차 직경은 5.35m에서 8.2m로 커

Table 2.2.1 General data on design of Chausey TPP, 1942-58.

| Design, Periods | Basin area, (km ²) | Length of structures, (km) | Sluices: number x overall dimensions, (m) | Units: number x capacity, (MW) | Installed power, (GW) | TPP yield, (TWh/year) | Cost, x 10 ⁹ francs (1974 prices) | |
|-------------------|--------------------------------|----------------------------|---|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|--|-------|
| | | | | | | | Civil work | Total |
| Fleury, 1942-1947 | 540* | 45 | 225 x 15 x 14.5 | 150 x 20** | 3 | 13 | 10 | 12 |
| Velut, 1951-1952 | 730 | 36 | 100 x 15 x 16 | 300 x 10** | 3 | 8 | 8 | 12 |
| Velut, 1953 | 730 | 40 | - | 580 x 10** | 5.8 | 15 | 8 | 15 |
| Bouvier, 1953 | 650 | 33 | 110000m ² | 452 x 17 | 7.3 | 24 | 8 | 15 |
| Velut, 1953 | 650 | 35 | 130000m ² | 800 x 10 | 8 | 15 | 5 | - |
| SGEF, 1955 | 600 | 38 | 0 | 1552 x 7 | 10.8 | - | 18 | - |
| SGEF, 1955-1956 | 680 | 38 | 352 x 8.5 x 7.1 | 1232 x 7 | 8.6 | - | 18 | - |
| EDF, 1955-1956 | 730 | 37 | 35000m ² | 1200 x 10 | 12 | 28 | 16 | 34 |
| SGEF, 1957 | 730 | 37 | 30000m ² | 448 x 20 | 8.9 | - | - | - |
| REH, 1958 | 730 | 37 | 146 x 12 x 10 | 600 x 20 | 12 | 23 | 18 | 40 |

two-basin system; ** vertical-shaft generating units.

졌고, 방조제, 수차·발전기, 수문 건설에 caisson공법이 제안되었다. 이 개발안들은 그 당시 이미 개발된 기술보다 훨씬 진보된 것으로 수차·발전기의 2층구조 배치 (Fig. 2.2.2)로 concrete 소요량은 0.5~1m³/kW 이다.

1957년 사업은 가물막이 공법을 고려했고, 이 공법으로 공사비 면에서 caisson 공법의 절반 정도로 추정되었다. 가물막이에는 수문이 설치되어 최종 체절시에도 물이 흐르도록 특수하게 설계되어 있고 수차·발전기 설치도 단계적으로 한다. 가물막이 설계는 Caquot의 caisson column 개념을 응용하였고, 이것은 Rance TPP 북측 가물막이 설치시에 실증 된 바 있다.

제2차 세계대전 후 1971년까지 Chausey TPP는 단조지 복류식으로 제안되었다. 1952-58년에 SEUM, Sogreah, 기타 기관의 지원 하에 파랑, 조석, 조류, 퇴적물 이동, 지구물리탐사 등 집중적인 현장조사·연구가 실시되었다. 이 자료를 기초로 Vantroys가 제안한 조석 수치모델로 에너지 계산을 하였다. Corolis force가 조석특

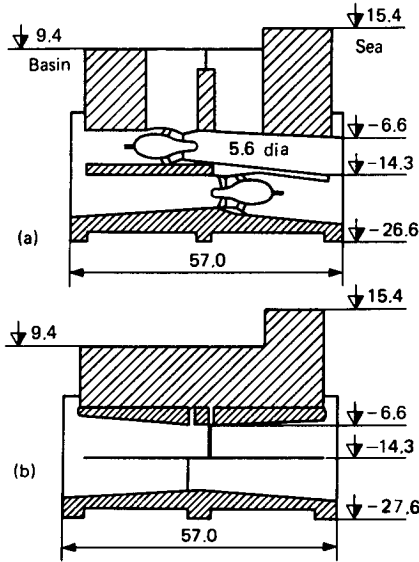


Fig. 2.2.2 Double-level design of the Chausey TPP units: (a) TPP powerhouse - unit for 4 generating units (78.4 MW); (b) unit including 4 sluices (400 m²).

성, TPP 운전 mode, 시공 중 수리조건에 미치는 영향을 규명하기 위하여 여러 가지 모델이 개발되고, 실험이 실시되었다. 즉 1954년 La Manche 지역을 포함하는 수리모델로 Chautou에 있는 국립수리연구소에서 조지체절에 관한 실험을 하였다. 여기서는 coriolis force는 무시되고, 그 당시 세계에서 가장 큰 규모(50 x 60m)로 St Malo만을 포함했다. 또 한편으로 Grenoble에서는 Corolis force를 고려한 회전판 수리모델(직경 14m)결과 조차는 0.5m 감소했다. 실험 결과 5.5GW의 TPP개발시 조차 감소 1m, 발전량 감소 10%, 22GW 개발 시는 20%까지 감소된다.

1954년 Kervan은 Lessay TPP 건설안을 제안하였다. 이 안은 조시차를 이용하며, 설비용량 50~120MW, 연간 7670시간 연속 발전이 가능하다. 1967년까지는 Rance TPP 건설에 전념해야 했으므로, 1958-71년 간에는 Chausey TPP 검토사업 활동이 미미했다. Rance TPP 준공후 Chausey TPP 개발사업은 발전단가가 저렴한 원자력 발전에 밀려 중단되었다. 또한 출력이 4-12GW로 변동하고, 출력이 연속적이지 못하여 전력 계통 연결문제로 1958년부터 1971년까지 사업은 별다른 진전이 없었다. 1959-61년 Bershtein이 제안한 Cotentin TPP(50GW, 120TWh)와 Norway, Sweden의 하

천 수력발전과 혼성 운전 방안은 기술 이외의 만 이유 때문에 실현되지 못했다.

그러나 1974년 유류과동으로 EEC Energy Commission은 Caquot안을 검토하여 수정된 Miniquier TPP(1100km², 복조지안)을 제안했다. 1971년 Caquot의 복조지안(Fig. 2.2.3)은 조지면적 1500km² (남쪽은 고조지, 북쪽은 저조지), 설비용량 6000MW(200 x 30MW)의 powerhouse는 Miniquiers-Chausey Barrage 사이에 위치한다. 복조지안(Decoeur cycle)은 연간 39TWh(3.6~6GW로 변동), 사석 방조제 35km, 통수능력 500,000m³/s 수문 방조제 50km, 원자력 발전소는 Chausey도와 Granville 사이 수

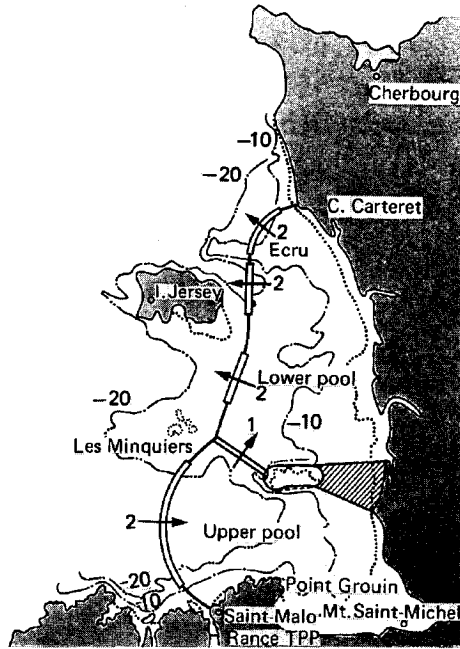


Fig. 2.2.3 Miniquiers TPP project: 1 - TPP powerhouse; 2 - sluices.

심이 얇은 곳에 건설할 계획이었으나 경제성 때문에 기각되었다. 이 외에도 연안 지역 주민들은 조차변동의 감소(12m에서 6m), 2개 조지운용에 따른 기존 조석현상의 소멸 등 부정적 환경 변화에 대한 반대 의견도 있었다. 여기서 Decoeur의 복조지안은 이미 1925년, 1963년 Quoddy TPP 실패의 전철을 되풀이 했다. 즉 부존량 활용도가 낮고, 추가 방조제의 건설, 용량 중복 등이다.

1976년 1971년 사업 1단계로 6GW용량의 단조지안을 검토했다. Gibraltar는 이 정도 시설 용량 출력의 단조지안도 EC 전력 계통에 연결될 수 있을 것으로 믿었다. 그 후 1980년 Chausey TPP사업은 입찰공고까지 했지만 무산되고 말았다. 1990년 현재 74%를 점유하는 원자력을 상쇄시키는 조정 없이는 합리화될 수 없고, 2010년까지 EU 에너지 수요가 60% 증가되면 하천수력 부존량의 완전 개발과 120TWh의 추가 TPP 개발은 원자력, 화력발전의 기저부하에 크게 기여할 수 있다.

1982년 Cotentin TPP는 Caquot의 현대화된 cycle로서 재검토되었다. 2개의 100km²의 조지를 조성하면 2개의 TPP 설비용량은 1.44GW, 연간 발전량 5.3TWh 이다. 2개 조지의 출력 변동은 불가피하여 국가 전력망에 연결되는 것을 허용치 않는다. 1961년에 제안된 해결 방안은 Cotentin TPP의 interspring regulation은 Scandinavia의 수력발전 저수지를 활용하면 가능하다. 수치·수리 모델 결과는 Cotentin TPP 운전이 조차에 영향을 주며, 그러한 조차 감소는 최대 약 30%정도 될 것으로 추정된다. 영국 Severn TPP와 공동운전을 고려하면 초기의 Cotentin TPP와 같다. 현재 Cotentin TPP와 1500~2000km 떨어진 Scandinavia 수력발전소와 에너지 교환도 타당성이 있다. Ekibastuz와 중앙 러시아 간(2414km)를 6GW, 1500kV 직류송전 경험이 이를 입증한다. 따라서 대용량 TPP 출력의 유럽 통합전력 계통망 병입에는 별 다른 문제가 없다.

제3장 영국

제1절 Severn Barrage

영국의 에너지 부족량은 그리 풍족하지 못한 편이다. 북해 유전도 다음 세기에는 고갈될 것이고, 최근에는 환경오염에 대한 일반의 관심이 높아지면서 청정에너지 개발 사업의 일환으로 Severn, Mersey강 하구 등의 조력발전소 건설타당성 검토 사업이 실시된 바 있다. 그 중에서도 영국 서남쪽에 위치한 Bristol channel은 육지 깊숙이 들어오면서 조차가 커지고, 또 이 지역은 영국 서부 공업지대와 가까워서 조력발전에 유리한 입지조건을 갖추고 있다. 이곳의 평균조차는 입구에서 7m, 후미에서는 11.6m(대조차 14.5m)로 19세기부터 Severn Barrage 사업이 수 차례 걸쳐 검토된 바 있다. 처음에 Barrage의 기능은 단지 간조시 channel의 선박 항행조건(수심, 유속, 탁도 등)을 개선하는데 있었다. 1840년 Telford는 Chepstow와 Gloucester간을 연결하는 Barrage를 제안한 바 있다. 그 후 1916년에 첫 Power barrage 개발안이 제안되었고 설비용량은 Francis형 수직축 수차·발전기(300Hp) 500대 규모였다. 20세기초 Decoeur는 Severn강 하구에 복조지안을 제안한 이래 국책과제로 1917년 Meic, 1920년 Gridge, 1925년 Barbazon이 사업을 계속하였다. 개발 규모는 단조지 800MW로 English Stones(Fig. 3.1.1)를 검토하면서 인근에 양수 발전소 건설도 고려했으나 1930년대의 경제 공황의 여파로 중단되었다. 그 후 2차 세계대전으로 전력난을 겪게 되었고, 또 전국적인 송배전망이 건설되면서 1944-45년에 재검토되어 English Stones에 단위기용량 25MW의 수직축 수차 32기 설치안이 제안되었다.

1956년 Kennedy와 Hardland는 Ocean Energy Congress에서 1933년 Severn TPP가 건설되었다면 1945년까지는 이익을 낼 수 있을 것이고, 매년 1백만ton의 석탄 생산을 대체할 수 있었을 것이고 이웃한 Berkley원자력 발전소의 load factor를 개선시킬 수 있었다고 주장했다. 이 사업은 1983년에도 재검토되어 42대의 수평축 수차·발전기(2.47TWh/년), 방조제 길이 6.3km, 사업비는 물가상승 때문에 £44M에서 £885M으로 대폭 상승했다. Vantroys는 높은 할인을 때문에 (1945년 3%에서 1982년 12%) 사업이 성사되지 못했다고 주장했다.

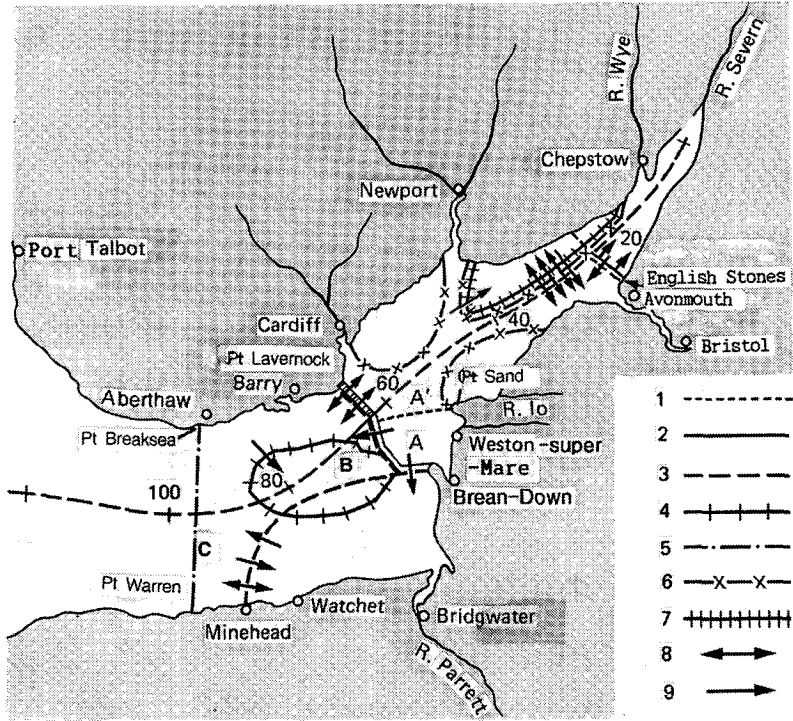


Fig. 3.1.1 Severn TPP schemes: 1 - single-basin scheme of Wilson (1968) (alternative A); 2 - single-basin scheme of Wilson (1966) and Wilson-Bondi (1968) (alternative A), inner barrage; 3 - double-basin scheme with enlarged basin (alternative B); 4 - double-basin scheme of Shaw; 5 - single-basin external scheme of Martin (1945) (alternative C); 6 - scheme of Russel; 7 - scheme of Hooker; 8 - sluices; 9 - generating units.

단조지는 발전의 단속이 불가피하여 화력, 양수, 원자력발전과 병행 운전하는 방안도 검토되었으며 복조지안도 채택되었다. 1974년 CEGB(Central Electricity Generating Board)의 복조지안은 하구 중앙의 수심이 깊은 골 부분을 저조지(B)로 하고, 나머지 부분을 고조지(A)로 활용하는 안으로 조지들간에 낙차를 만들어 연속 운전이 가능하고 첨두부하 시간대에 맞출 수 있다(Fig. 3.1.2). 설비용량 6GW(24 TWh)이며 80km의 추가 방조제 건설로 Bridgwater 부근의 침수는 국부적으로 환경에 영향을 준다. 1960년대말 Shaw는 순차적으로 개발하는 단계별 복조지안을 제안한 바 있다. 즉 Lavernock Point와 Brean Down간의 단조지를 고조지로 먼저 개발하고(적경 7m 수차·발전기 180대), 그 다음 단계로 원형 loop dam을 추가하는 안이다. 이때 양수전력은 전력계통의 잉여전력을 활용하여 저조지 수위를 -15m까지 낮

취 조지간의 수위 차를 증가시켜 침두부하 시간대에 발전한다. 연간발전량 13.6TWh, 양수전력은 9TWh이며, 소조기에는 저조지에서 고조지로 양수하기도 한다. 고조지와 저조지간에 추가 unit을 설치하여 대조기에 발전한다.

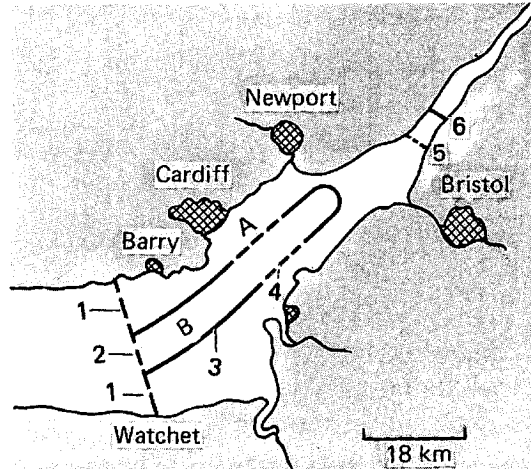


Fig. 3.1.2 Diagram of structures arrangement, project of CEBG: A - upper pool; B - lower pool; 1 - reversible generating units 2.5 GW in capacity; 2 - pumps; 3 - embankments separating lower pool; 4 - reversible generating units 6 GW in capacity; 5 - tunnel; 6 - bridge.

복조지 발전계획은 다음과 같다. 즉 5년간 주조지(410km²)건설후 그 다음 6년간 보조지(52.5km²)를 건설하고 주조지에 발전기를 설치한 다음 3~5년에 걸쳐 2차로 저조지에 발전기를 설치한다. 추정 건설비는 약 £8000M(1980년 가격기준)으로 발전기 £2060M, 방조제 £2000M, 갑문 및 수문 £1480M, caisson £2260M이다. NEDECO사 검토결과 방조제 체체보강으로 £10500M으로 증가되었고, 발전단가도 6pence/kWh로 증가되었다.

Fig. 3.1.3a는 Haswell이 제안한 평균대조차(11.6m)의 복조지 운전특성(1972년 수정안)이다. 오전 8시부터 오후 2시까지 외해와 보조지 간 수위차로 발전한다. 그 다음 오후 8시까지 주조지와 외해 간 수위차(6.71m→2.13m)로 발전하고 이때 보조지는 낙조를 이용, 수차를 통하여 배수한다. 오후 9시부터 오전 8시까지 보조지 unit은 외해로 양수하고 수위를 -18m까지 유지하고, 주조지는 오후 12시에 잠깐 양수한다. 그리고 오전 8시에 cycle을 반복하기 위해 대기한다. 운전 cycle은 조차에

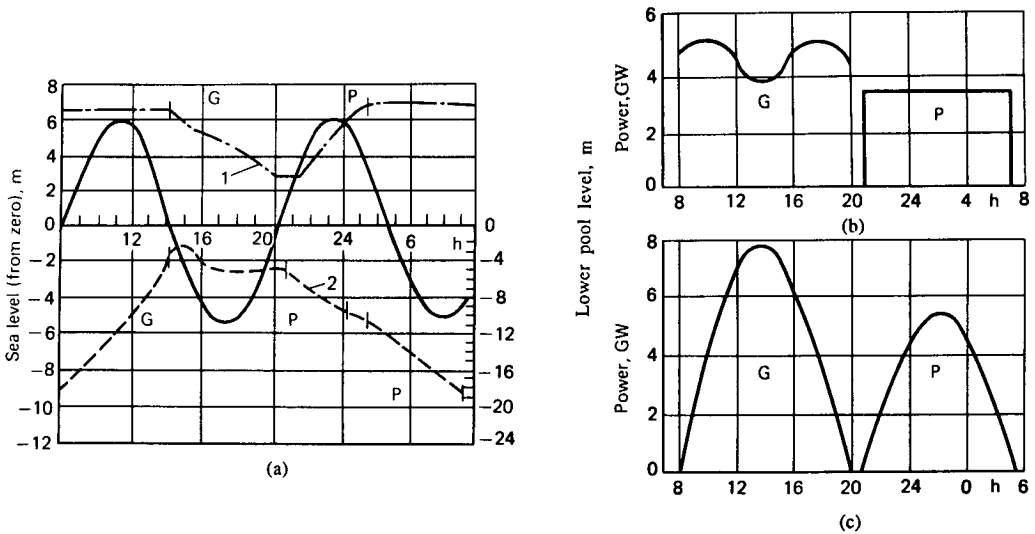


Fig. 3.1.3 Modified double-basin scheme: (a) course of levels L in mean spring tide, tidal range of 11.6 m ; (b) and (c) power N values in generation (G) and pumping (P) modes; 1 - major (upper) basin; 2 - auxiliary (lower) basin.

따라 변하고 한 밤중 저 부하 시간대 주조지 또는 보조지의 수차는 저조지로부터 주조지로 그리고 외해로 해수를 양수한다. 양쪽 조지를 충수 또는 배수하여 낮 시간대에 발전한다. 2단계 복조지안을 키우면 CEGB안과 비교된다. 방조제는 Bridgwater만을 전부 막는다(비교안 B로 부름). Wilson-Bondi의 단조지안과 비교하면 수차 125대, 수문 6대가 추가로 2단계 보조지에 설치된다. 전체 caisson 길이 6.03km, 방조제 전장 30km, 비교안 B의 연간발전량 18.7TWh로 1972년 Shaw 수정안을 더 확장시킨 것이다.

영국 전체 총 전력사용량은 1948년 48TWh에서 1983년 278TWh로 증가하여 기저부하 시간대에 에너지를 활용하는 단조지 개발도 가능해졌고, 에너지 위기로 이용 가능한 에너지 부존량의 극대화가 필요해졌다. 즉 방조제를 외해로 옮겨 English Stones에서 Lavernock Point와 Weston-super-Mare로 이전하면 발전량은 5배, Aberthaw의 경우 10배로 증가한다. 1954년 Martin은 Breaksea Point-Hurlstone Point를 연결하는 단조지안(후에 Outer Barrage안으로 명명됨)을 제안했다. 단류식 수차·발전기 250대, 수문 300대, 방조제 20.5km, 연간 발전량 20TWh, 건설비 £8900(1980

년 가격기준). 1975년 Underwood와 Snow는 Watchet-Barry노선을 제안했다. 설비용량 6GW로 외해로 이전하면 조차는 감소하나 발전기 단위가 당 조지면적은 커져 결과적으로 발전량은 증가한다.

지난 20년 간 Wilson은 단조지안(단류식 낙조발전)만 고집하였고, 순 발전량은 10%감소하나 발전기 구조가 간단하여 건설비 절감이 가능하다. 또한 이 방식은 선박항해에 유리하게 깊은 수심과 평탄한 수면을 유지시킬 수 있다. 1966년 Wilson은 Lavernock-Brean Down안을 제안했고 1968년에는 더 남쪽으로 Sand Point로 옮겼다. Caisson 설계는 Kislaya TPP와 비슷하고 Straflo 수차·발전기 120대, 수차직경 9.15m, 단위기용량 38MW이며, 출력변동을 상쇄시키기 위하여 양수발전(1.2~4.56GW)을 병행했다.

1978년에는 Bondi경의 주도하에 SBC(Severn Barrage Committee)가 설립되었으며, English Stones로부터 Porthcawl-Foreland Point까지 6개안을 제안했다. 추천안은 Lavernock-Brean Down간 19km, 수문 160대(caisson 53대), bulb 수차·발전기 160대, 수차직경 9.15m, 단위기용량 45MW, 설비용량 7.2GW, 연간발전량 13TWh, 건설비 £5600M, 건설단가 £595/kW는 화력발전 £650/kW, 원자력 £1200/kW의 절반 값이다. 한편 발전단가 3.1pence/kWh는 원자력 2.5pence/kWh, 화력 4.1pence/kWh의 중간 값이다.

1979-81년간 여러 차례 검토에서는 Dept of Energy 지원 하에 40개 회사가 참여하여 비교안에 대한 최적화, 여러 가지 직경 및 설치수심 검토, 수차·발전기 및 수문 설계, 수치 및 수리모델 실험이 실시되었다. 1984년 STPG(Severn Tidal Power Group)은 그간의 설계경험과 1981년의 3개 비교안을 검토하였다. 즉 A안: 단조지안(inner scheme) 단류식 Lavernock Point-Brean Down(7.2GW, 13TWh/년, 건설비 £5600), B안: 복조지안, A안 + 보조지, 연간발전량 18.7TWh(20TWh 양수 포함), C안: 단조지안(outer scheme) 단류식 Breaksea Point-Hurlstone(12GW, 20TWh/년, 건설비 £8900M). 1989년 사업에는 Dept of Energy의 £4M 추가 지원이 있었다. 이 사업은 1983년 착수하였으며, Severn Barrage사업 135년 역사에서 최대규모의 설계, 조사사업이다. 이 사업에는 90개 회사와 기관이 참여했고, 환경보호, 전력계통망 인입, 방조제 노선 최종검토, 구조물 제작비 절감방안 등이 심도있게 검토되었다. Straflo 수차·발전기도 검토되었으나 직경 7.6m의 Runner blade의 가변날개 제작은

기술적인 문제가 많아 기각되었다.

1983-85년에는 English Stones와 Cardiff-Weston Super Mare barrage 비교 평가가 실시되었으나, 퇴적문제 때문에 English Stones는 기각되었다. 이 결과는 1986년에도 채택되었고 3년간 £5.5M가 할당되었다. 여기서는 노선을 약간 수정하여 Lavernock Point- Brean Down간 총 연장 15.9 km로 결정하였다. 수차·발전기 216대중 Wales쪽에 168대, England쪽에 48대가 설치된다. Powerhouse caisson 제원은 67.5 x 80m, 높이 40~46m(기반암 심도에 따라 변동), 체적은 33000~46000m³이다. 수차는 Kaplan 형과 Kapeller형 (Fig. 3.1.4)가변날개 w/ 고정식 guide vane)의 가격 및 성능비교 결과 Kapeller형이 채택되었다. 수문통수량은 210,000m³/s(1m 수두 하)이고 총 166대이다.

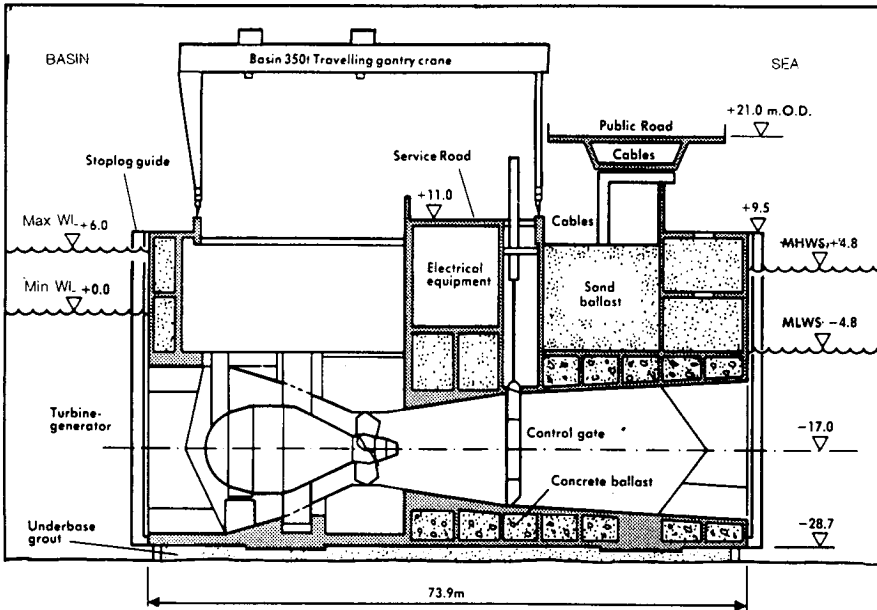


Fig. 3.1.4 Turbine caisson of the Severn TPP. Design of 1989.

1981년 설계와 비교하여 rectilinear형 tainter gate(Fig. 3.1.5)가 채택되고 gate 가동 시 소요동력, 안정성을 고려하여 gate 중량을 175~315ton, caisson 수리 및 수리시 사용하는 stoplog 중량은 40ton으로 설계했다. 갑거 4개중 2개(360 x 50 x 20m 수

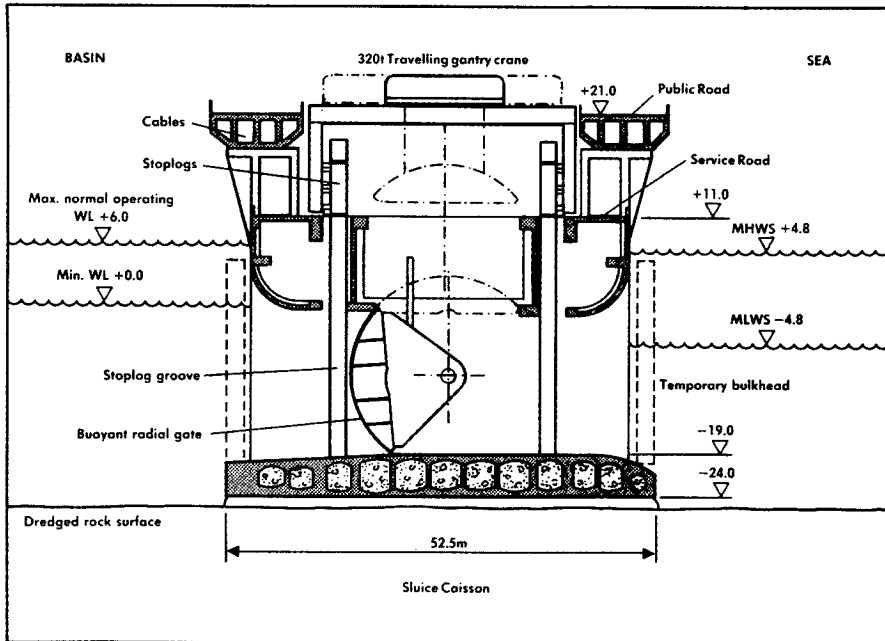


Fig. 3.1.5 Sluice caisson of the Severn TPP. Design of 1989.

| DESCRIPTION | KEY DATES | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------------------------|--------------------|---------------------|--------------------------|------------------------------------|----------------------------|--|---|--|----|---|---|---|---|----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | | | | | |
| YEARS | -5 | -4 | -3 | -2 | -1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| PRE-CONSTRUCTION ACTIVITIES | | | | | | | | | | | | | | | |
| Approvals, Assents, Finance | | | | | | | | | | | | | | | |
| Barrage Design | | | | | | | | | | | | | | | |
| Environmental Studies | | | | | | | | | | | | | | | |
| CAISSON CONSTRUCTION | | | | | | | | | | | | | | | |
| Prepare Yards (6 No.) | | | | | | | | | | | | | | | |
| Build Caissons | | | | | | | | | | | | | | | |
| DREDGING & FOUND'N PREPARATION | | | | | | | | | | | | | | | |
| EMBANKMENTS | | | | | | | | | | | | | | | |
| CAISSON INSTALLATION | | | | | | | | | | | | | | | |
| Plain Caissons | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sluice Caissons | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sluice Gates | | | | | | | | | | | | | | | |
| Turbine Caissons | | | | | | | | | | | | | | | |
| SHIPPING LOCKS | | | | | | | | | | | | | | | |
| SUPERSTRUCTURE & PUBLIC ROAD | | | | | | | | | | | | | | | |
| TURBINE GENERATORS | | | | | | | | | | | | | | | |
| Prepare Facilities A & B | | | | | | | | | | | | | | | |
| Manufacture Turbines | | | | | | | | | | | | | | | |
| Install & Commission Turbines | | | | | | | | | | | | | | | |
| POWER TRANSMISSION | | | | | | | | | | | | | | | |
| English Side | | | | | | | | | | | | | | | |
| Welsh Side | | | | | | | | | | | | | | | |
| System Reinforcement | | | | | | | | | | | | | | | |
| KEY | ▼ 1 Decision to proceed | ▼ 2 Final approval | ▼ 3 Site possession | ▼ 4 One lock operational | ▼ 5 Caisson closure (English side) | ▼ 6 Barrage closure starts | ▼ 7 Power export to English side (144 units) | ▼ 8 Power export to Welsh side (32 units) | ▼ 9 Barrage fully commissioned (216 units) | | | | | | |

Fig. 3.1.6 Construction schedule of the Severn TPP. Design of 1989.

심, 7만ton)는 Wales쪽에, 나머지 2대(90 x 15m)는 위락 boat용으로 England쪽에 위치한다. 총 157대의 caisson은 Bristol channel 해안가 제작장에서 제작하고 3개 제작 pit에서 pit당 3개의 caisson 동시제작이 가능하다. Caisson은 제작장에서 Cardiff 주 항로를 경유, 중간 묘박지를 거쳐 최종지점에 거치 된다. Caisson 거치가 어려운 수심 9m 이하 연안이나 변전소가 위치하는 곳은 방조제가 축조된다. 현장조사및 과거 기록을 참고하여 방조제 천단고는 +15m이다. 방조제 축조용 사석 16Mm³은 England와 북 Wales의 채석장에서 모래 6Mm³은 Bristol channel 항로에서 준설한다. 방조제 시공은 중앙 깊은 골은 dumping barge, 얇은 곳은 side dump barge를 사용한다.

건설공정은 Fig 3.1.6과 같고, 준비단계 5년, 착공 후 9년이 소요된다. 시공순서는 처음 양안에서 wing dike를 축조하고, caisson 거치를 위한 해저준설을 계속한다. 해저준설에는 trailer hydraulic dredger, bucket dredger, drilling platform 등 장비가 동원된다. 해저준설 18개월째 첫 caisson이 설치된다. 1981년 설계에서는 caisson으로 최종체절 전에 발전을 시작하는 것으로 계획했으나 1989년 설계에서는 8년차 최종체절 후 발전을 개시하는 것으로 했다.

수차·발전기는 Propeller, Kaplan, Kapeller형 3개안을 비교 검토후 Propeller형은 효율이 낮기 때문에 기각되고, Kapeller형이 채택되었다. 수차직경 9m, 날개 4개, S형 날개단면은 발전 및 양수시 효율이 높다. 정격수두에서 수차 유량은 424m³/s, 회전속도 50rpm, 수차·발전기는 direct-coupling으로 gear box형보다 유리하다. 현재 기술수준으로 40MW에 gear box는 적합하지 못하다. 발전기 overhaul 시기는 Rance TPP 운전경험에 의하면35년, 65년, 90년으로 예상되며 12년차에 TPP는 정상궤도에 오르고 유지비는 £40M (£4.6/kW), Rance 운전경험으로 하루 2회 운전중지는 예방정비 시간으로 활용이 가능하다. TPP 운전요원 소요는 Rance TPP 운전자동화 경험(0.22명/MW)을 감안 0.064명/MW로 조정하고 보수원을 20명으로 제한하면 Severn TPP 운전요원은 총 550명(갑거 및 도로 요원 제외)이다.

수차·발전기는 깊은 수심에 설치하여 암반굴착을 최소화하고 216대는 기본 전력단위 24대의 배수로 최적단위 220대에 가장 근접한 숫자이다. 연간발전량 17TWh중 15.7TWh가 송전되고 206기로 발전하고 10기는 항상 수리하는 것으로 본다. 설비용량 8.64GW는 국가전력망 10%이내이고 주종을 이루는 석탄화력은 TPP의

용량변동을 상쇄할 수 있다. TPP 가동은 환경측면에도 유리하다. 즉 최저수위를 높이고 최고수위를 낮춰 선박 항해조건을 개선하고, 탁도를 낮춰, 어류 및 미생물의 개체수를 증가시킨다. Severn TPP는 매년 8Mton의 석탄 연소를 대체할 수 있고 17.6Mton의 탄산가스 배출을 방지하여 대기 청정효과도 크다. TPP 건설사업은 무역, 도로개설, 고용창출 등의 면에서 이 지역 산업발전에 커다란 기여를 할 것이다. 또한 조지내에는 새로운 워락단지가 조성되어 수 백만 명의 관광객을 유치할 수 있다. 총 건설비는 £8283M이며 토목 £4896M(59%), 기기£2417(29%), HVTL £384(4.6%), 설계, 연구 및 조사£476(5.8%)이다. 발전단가는 3.5pence/kWh(CEGB 투자시), 5pence/kWh(정부, 민간공동 투자시)로 할인율에 따라 다르다. B/C비는 1.3~2.0으로 화력발전보다 유리한 점은 TPP는 물가상승과 무관하다는 점이다. 1997-2000년에 착공되면 빠르면 2003년부터 발전이 시작되고 2005년까지는 준공된다.

다음 단계는 예비설계 단계로 사업비 £60M, 공기는 3년 소요되고, 그 다음 실시설계는 약 £200M, 2년이 소요된다. 그러나 channel tunnel 건설공사처럼 건설비는 증가 될 것이고, 또 경제의 불안정, 발전산업의 민영화 여파로 할인율이 8%로 높아지면 실제 건설비는 증가되어 B/C비도 1.3~1.95에서 0.85~1.0으로 낮아진다.

제2절 Mersey Barrage

Mersey Barrage의 개발 규모는 Severn Barrage보다 작아 개발 우선 순위는 높다. 이 사업은 1980년 Merseyside County Council에 의해 시작되었고, Liverpool지역 생태계 개선, 8.4m의 대조차, Chernobyl 원전사고, 신규 석탄 화력 발전소 건설에 따른 기후변화에 대한 높은 관심 등이 사업추진에 영향을 미쳤다. 사업은 24개 회사와 기관이 참여하는 MBC(Mersey Barrage Company)을 주축으로 추진되었고, 사업비의 50%는 Dept of Energy가 부담, 1988년 1단계 사업은£0.8M, 2단계 사업은 £1.3M, 3단계 사업은 £3M 이었다. Barrage는 1A(Huskisson Dock-Egremont Promenade)와 3B(Liverpool Festival Garden-Rock Ferry)중 3B가 선택되었으나 3단계에서는 상류로 240m 옮겨 3E(New Ferry-Dingle)로 방조제 길이 1.2km, 조지면적 60 km²이다. 구조물 배치는 서쪽으로부터 New Ferry Lock(40,000ton급), 수차·발전기(28

대), 수문(46련), Dingle Lock 순이다. 수차·발전기는 5개 caisson(69 x 62 x 32(높이)m, 78,000ton)에 20대(caisson당 4대씩), 그리고 수심이 얇은 곳은 가물막이로 8대 설치된다. 수문 caisson(32 x 44 x 17(높이)m, 22,000ton)에는 tainter gate(span 36m)형 문비가 설치된다. 종전에 검토했던 ventury형 수문은 통수량 면에서는 유리하나 건설비 절감을 위해 기각되고, 따라서 수중 굴착량은 줄고 그 대신 문비 대수는 20련에서 46련으로 늘어났다. 이것은 수문 통수능력의 감소에 따른 자연증가이다. 시공 방법도 종전의 diaphragm wall 공법 대신에 caisson 공법으로 건설공사 기간중 하구의 선박 통항과 흐름에 미치는 악영향을 줄였다.

수차(직경 8m)속도는 step-up gear로써 50rpm에서 500rpm으로 증속시키고, 3개의 수차날개로 수차통수량은 늘어나는 대신에 powerhouse의 concrete 체적은 줄었다. 최적설비용량 700MW, 연간발전량 1.39TWh(양수시)이다. 1993년에 끝난 3단계 사업비는 £3M, 다음은 의회비준, 실시설계, 건설, 운전 등의 단계를 거치게된다. 건설비는 £880M(1984년 기준), 사용연수 120년, 발전기수명 40년, 발전단가 6.7pence/kWh(할인을 8%)로 상업적으로 비싼편이다.

제3절 기타 TPP지점

영국 연안에는 Severn강 하구보다 조차는 낮지만 개발이 유망한 TPP 지점이 많다. 즉 Solway Firth, Morecambe, Dee, Humber, Wash, Strangford-Lough, Milford Haven, Menai, Chester-Langstone 등이다. England와 Wales해안 120개 지점에서 에너지 총부존량은 설비용량 21.34GW, 연간발전량은 53TWh로 추정된다. 개발규모 결정에는 지점의 조차, 조지면적, 방조제 길이, 높이 등의 변수를 고려한 공식을 사용하였다. 대규모 개발지점으로 Morecambe(3.2GW), Solway Firth(6.83GW), Dee(0.84GW), Humb(2.28GW), Wash(4.56GW), Thames(1.12GW), 중규모 지점 Strangford-Lough(0.318GW), 소규모 지점 Langstne, Padstowe, Lough-Attiv, Lough-Broom 각각 0.02~0.03GW, Milford Haven(0.1 GW), Cromirty(0.05GW)이다.

북 Ireland의 Strangford-Lough 지점의 평균조차는 3m로 비교적 낮다. 그러나 이곳은 전원의 80%가 석유화력발전에 의존하며 England 보다 15% 비싸 TPP개발은

매력적 이다. 1965년 Wilson은 이곳에 TPP 개발안을 제안했으나, 그 당시 석유, 석탄 가격이 워낙 낮았기 때문에 실현되지 못했다. 이 지점은 조지면적 92~144km², 방조제 길이 1.2km, 설비용량 318MW, 수문 78련, 수차 직경 7.6m이다. 이 지점은 입구폭이 너무 좁아 에너지부존량을 충분히 활용하지 못하지만 연간발전량 1.6TWh, 건설비 £334M(1979년 가격기준), 발전단가 3.93pence/kWh이다.

1990년대 초에는 개발이 가장 유망한 지점 Loughor(5MW), Wyre(63.6MW) 및 Conwy(33MW)에 대한 예비타당성검토가 실시되었다. Conwy지점은 Wales강 하구 폭 150m, 조지면적 5.5km², 대조차 6.5m, 소조차 3.8m, 하천유량 14m³/s, 유역면적 590km²로 자연조건이 좋을 뿐 아니라, 기존 송전선과 거리가 가깝고, 전력 수요지와도 가깝다. 한편 Wyre지점은 Liverpool 북쪽 Wyre강 하구에 위치하며 유역면적 450km², 평균유량 6.6m³/s, 비교적 큰 조차(대조차8.2m, 소조차 4.5m), 조지면적 9.6km²로 pilot TPP 지점으로 아주 좋은 입지조건을 갖추고있다. 수차직경 6.2m, 설비용량 63.6MW(15.9MW x 4, North site), 연간발전량 131GWh(양수시), 건설비 £90M, 발전단가 6.49pence/kWh(할인율8%)이다. 주요 구조물은 2개의 concrete caisson, 직경 6.2m 수차 4대, 수문 10련, 어도 2개소, 동쪽에 방조제, 서쪽 매립지에 갑거, control building, visitor center, 도개교 등이다.

영국에서 Severn barrage, Mersey barrage 등 대용량 TPP 개발에 앞서 그 첫 단계로 비교적 부담이 적은 Wyre나 Conwy pilot TPP 부터 건설을 시작하는 것이 바람직하다.

제4장 미국 및 캐나다

제1절 Passamaquoddy만 및 Cook Inlet

1. Passamaquoddy TPP

미국 TPP개발은 Passamaquoddy TPP 사업(일명 Quoddy Project)과 관련이 있고, Eastport의 평균조차는 5.48m(최대조차 7.95m)로 미국 동부 대서양 연안에서 가장 크며, Passamaquoddy만과 Cobscook만(Fig. 4.1.1)의 면적은 각각 355km², 95km²이다. 1921년 D Cooper는 Passamaquoddy만에 Decker cycle로 복조지안(Passamaquoddy만 고조지, Cobscook만 저조지)을 제안했다. 1925년 복조지안 제1단계 건설이 미국 내에서 계획되었으며, 그 후 1935년에는 Cobscook만에 단조지 단류식발전(210MW)안이 제안되기도 하였다.

1935년4월 대공황기에 Public Works Administration은 \$37M의 예산으로 사업을 착수했으나, expensive whim, economic folly 등 반대여론의 거센 비판을 받았다. 즉 30MW의 firm capacity를 위해 설비용량 280MW, 거대한 방조제, 갑문 등이 필요했으며, 건설단가 \$2000/kW, 발전단가 1cent/kWh는 수력건설단가 \$550/kW, 발전단가 0.187cent/kWh의 5배였다. 1936년 건설공사가 중단되었을 때, 공사 현장에는 5000명을 수용하는 건설현장 camp와 함께 여러 곳에 방조제가 이미 축조된 상태였으며, 그 후 1941년, 1959-61년에도 재 검토된 바 있다.

미국과 캐나다 양국 정부간의 공동개발 협약으로 국제공동위원회(International Joint Commission)가 조직되고 \$3.9M의 예산이 배정되어, 60개 지점을 검토, 설비용량 345MW로, Rankin Rapids 수력발전소(460MW)와 통합 운전방안도 검토했으나 경제성은 없었다. 이 보고서 제출 후 한달 만인 1965년5월 Kennedy 대통령은 사업의 재검토를 명했고, 침두부하 시간대 한 시간을 담당할 1GW용량으로 경제성 있는 개발안을 만들었다. 그러나 11km 방조제, 100m 수심, 2000MW 부존량을 가진 지점에 345MW 복조지안 개발은 실현 가능성이 없었다.

1964년 사업은 bulb수차를 수직축 tubular unit으로 대체하고 용량도 1GW로 키

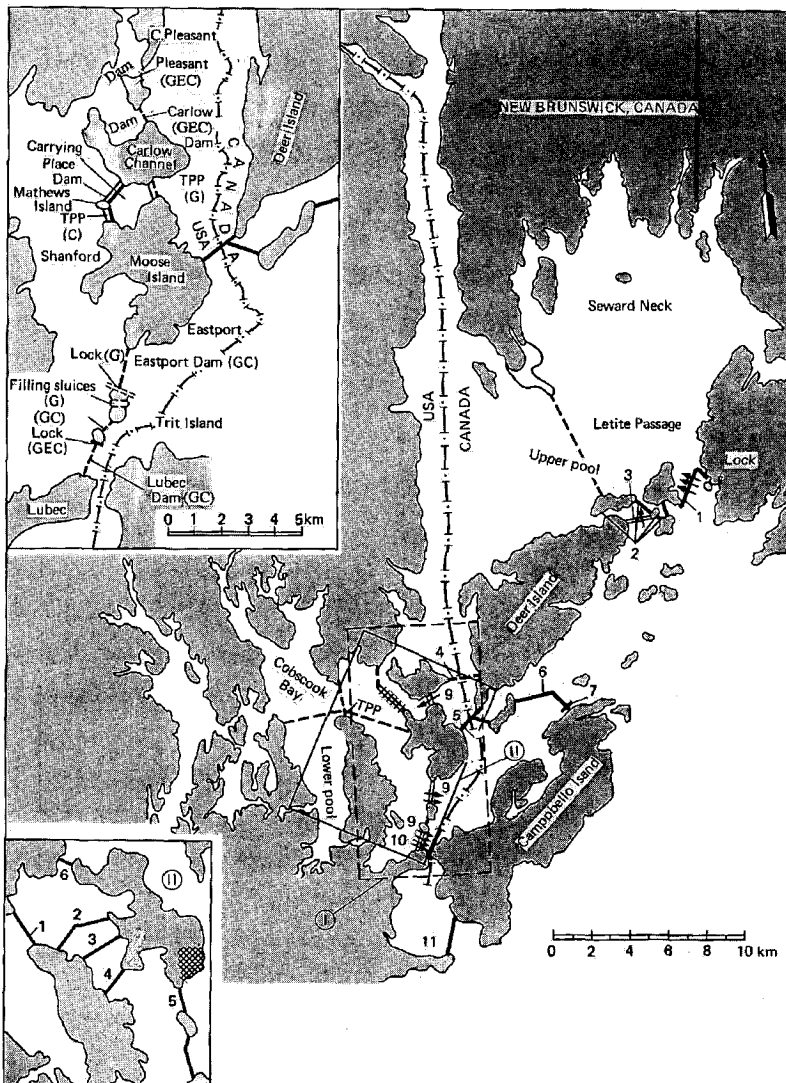


Fig. 4.1.1 Large international double-basin scheme of utilizing energy of Passamaquoddy and Cobscook bays and alternatives: 1 - filling sluices - 40 sluices and lock ,1959 and Cooper project, 1921; 2 - dams, 1959; 3 - dams,1921; 4 - dam and lock, 1921; 5 - 50 sluices ,1959; 6 - 70 sluices,1959; 7 - lock,1959; 8 - dams,1959; 9 - sluices,1921; 10 - lock,1921; 11 - dam and lock ,1959; A-B-C - small double-basin scheme,1941; I - small single-basin single-effect scheme; G - Copper project,1925-1935 (Cobscook Bay - power basin); C - Fleming's commission project, 1936 (Cobscook Bay - upper basin); GC and GEC - common to both alternatives; II - small TPPs in Cobscook Bay: 1 - Berg; 2 - Gooz, 3 - Cable; 4 - Cooper; 5, 7 - Dady; 6 - Half-Moon Cove.

우고 Dickey-Lincoln School 수력발전소와의 통합운전 방안을 제안하여 총 설비용량 1,794MW, 연간발전량 3.6TWh, 발전전력은 800km 떨어진 New England로 송전 할 계획이었다. 그러나 건설단가 \$610/kW는 기존 수력발전 건설단가의 3-4배나 비싸 비판의 대상이 되었다. 이것은 북조지안으로는 부존량을 충분히 이용하지 못하고, 긴 방조제, 용량중복, 345kW 최대 송전거리 800km 초과 등 약점이 많았다. 이와 같이 현실성 없는 북조지안을 고집하게 된 것은 보수적인 미국의 전력산업이 조력 발전을 수용할 자체 조정능력이 없었기 때문이었다. 따라서 Quoddy만 TPP사업을 미국을 대표하는 국책 사업화 하려 했던 Roosevelt와 Kennedy 두 전직 대통령들의 원대한 계획은 성사되지 못했다.

1970년대 에너지 위기와 해외 조력개발 재검토 사업들의 활기에 힘입어 Quoddy만 TPP 재검토되었다. 여기서도 지난 반세기 동안 미국의 TPP개발을 지연 시켰던 북조지안을 위시하여 90여개 지점에 대한 단조지 및 북조지안을 검토한 1979년 공병단 보고서의 북조지안 건설비가 너무 비싸 단조지안이 채택되었다. Cobscook만은 방조제 길이 10km, 설비용량 110MW, 연간발전량 338GW, B/C비 0.55-0.59, 발전단가 6.8-6.3cent/kWh로 경제성이 없었으며, 가물막이 공법의 채택으로 그 결과를 더욱 악화시켰다.

Pleasant Point Indian Reservation의 500 가구 주민들은 오래 전부터 조력을 이용하려는 꿈을 가져 왔으며, Half-Moon Cove에 대한 소형 TPP 건설안은 아직도 계류 중이다. 이것은 1981년 Passamaquoddy Power Commission이 검토 한 바 있다. 만 입구 363m를 체질하여 연간발전량 38GWh, 건설비 \$34M(1979 가격기준), 건설단가 \$5700/kW, 발전단가 6 cent/kWh는 Cobequid TPP \$1580/kW, 2.7 cent/kWh와는 아주 대조적이다. 그러나 이 지역 diesel 발전단가 7.7 cent/kWh를 감안하면 조력발전도 고려될 수 있으며 Half-Moon Cove TPP도 pilot plant로서 의미를 갖게 될 것이다.

2. Cook Inlet

1961년 Bernshtein은 Knik, Turnagain Arm TPP 개발을 제안했다. 여기서는 만의 크기, 모양, 조차, 결빙 극복 기술에 대한 자신감 등이 작용했다. Cook Inlet은 폭 21km, 길이 370km, 면적 3100km², Turnagain Arm은 길이 21km이다. Port Gram의 평

균조차 4.39m, Anchorage 7.65m, Kustantan-Nikishka 9.15m 에너지 부존량은 총 75TWh 이다. 1972년 Wilson과 Swales는 12.5~18.6TWh로 추정했다. 1975년 Stone & Webster사는 Cook Inlet 16개 지점 중에서 개발이 유망한 3개 지점(A1, 750MW 단조지, A2, 2600MW 단조지, A3, 2600MW 복조지, Fig. 4.1.2 참조)을 선정 검토한 결과 경제성이 없었다. 건설단가 \$2600/kW 로 Bradley 수력발전 건설단가 \$700/kW 보다 비싸며, 또한 복잡한 지질구조, 결빙, 어도 설치, 전력 수요의 빈곤 등 지적이 있었다. 그러나 그 다음 해 전원개발계획에 알루미늄 제련, 수소 제조 등 에너지 다소비 산업체가 포함되어 상황변화가 있었다. 즉 1980년까지 Anchorage 지역 전력 수요 2.8TWh(기력)를 충당하기 위하여 Sustina강 수력발전소(1.6GW, \$5000M), Bradley 수력발전소 건설계획 등이 수립되었다. 1981년 Acre America사 검토 결과 A1, 1.44GW(4.03TWh, \$3800M), A3, 1.26GW, \$4100M로 건설단가 \$3440/kW는 1977년 결과와 비슷하다. Alaska에서 TPP 건설은 이 지역 전력 수요에 달렸으며, 다음 단계에서는 Caisson 공법도입으로 공사비 절감을 시도하고 전력 수요의 창출 등 적극적인 검토가 필요하다.

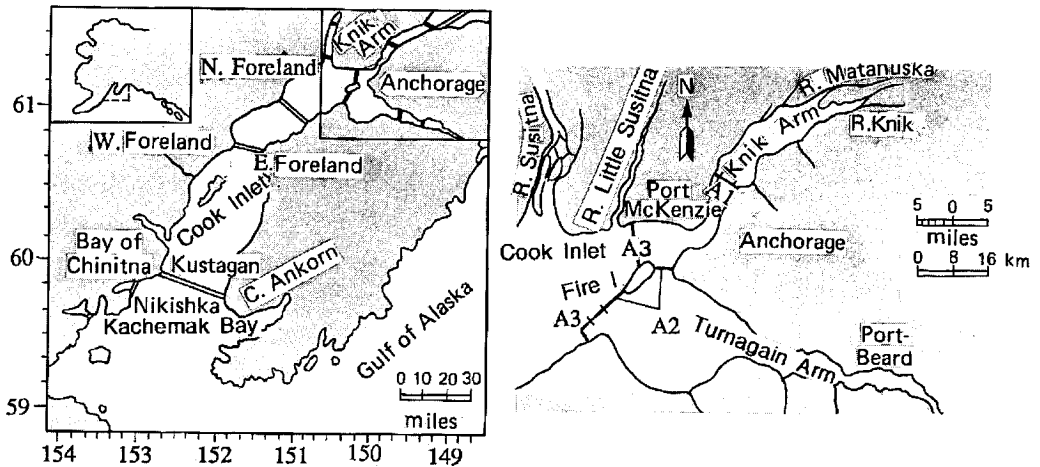


Fig. 4.1.2 Alignments of possible TPP construction in the Cook inlet studied in 1977; A1 - Knik Arm; A2 - Turnagain Arm; A3 - Turnagain-Knik (double-basin scheme).

제2절 Fundy만

1. Fundy TPP-1969

Canada 서부 연안 British Columbia주의 조차는 Portland 5m, Jervis만 3.5m 정도 이나, 동부 연안 Hudson, Ungava, Forbisher만 후미에서 평균조차는 5.8-8.8m로 크다. 나팔형의 Fundy만은 길이 265km, 폭 65km, 면적 12,850km²로 공진 현상으로 만 입구에서 조차는 0.6~1.5 m이나 후미에서는 16.2m로 세계 최대이다. 1월 평균 기온은 -8℃, 얼음 두께 4.5m, 파고(1% 확률) 8m 이다.

이곳의 조력개발은 1912년 Turnbull이 Memramcook과 Peticodiac강 하구에 소규모의 복조지 개발안을 제안했고, 1944년 Acre사는 설비용량 200MW를 제안했다. 1944년 Nova Scotia Power Commision은 Maccan-Hebert강에 39MW 복조지안을 제안했다. New Brunswick 주 정부는 이 지역의 빈약한 에너지 자원을 감안하여 Fundy 만 TPP 개발에 주목하게 되었다. 1961년 Trenholm은 Shepody만 Cumberland에 1.8GW, Minas Basin에 3GW TPP 건설안을 제시했다. 또한 450MW급 단조지식 TPP와 화력발전소와의 혼성운전안도 제안되었다. 1962년 Shepody만, Cumberland만에 900MW급이 제안되고 그 후 현장조사 결과 1.8GW까지 증가되었다. Fundy만은 기존 MIS System, Hydro Quebec System, New England 지방과 인접하여 대용량 TPP 개발이 유리하다. 즉 만 입구를 체절 하면 77GW, Minas Basin Site 7에 26GW, Site 3에 64GW이다.

1966년 8월 Canada 연방정부, New Brunswick 주정부 및 Nova Scotia 주정부 공동으로 ATPPB(Atlantic Tidal Power Programming Board)를 조직, 사업비 \$2.2M으로 Fundy만 일대에 대한 집중 조사 및 개념 설계를 하여 1969년 Fundy만 보고서 69를 제출하였다. 이 사업에서는 만 일대의 23개 지점(Fig. 4.2.1)을 검토하였으며, 만 입구의 Site 1~4는 강한 조류와 조석특성 변화에 미치는 영향이 크기때문에 기각되고, 만 후미의 Shepody만(A6, 1.62GW), Cumberland만(A8, 0.97GW), Cobequid만(B9, 2.17GW) 지점들에 대한 집중적인 검토가 있었다. 여기서는 수차, 발전기 가격이 저렴한 단류식 발전이 선호되었고, TPP 통합 전력 계통망, 할인을 7% 일 때 발전단

가 5.6cent/kWh는 화력발전의 두배나 되어 경제성이 없었다. 또한 가물막이공법의 채택으로 Caisson공법보다 10% 더 비쌌다.

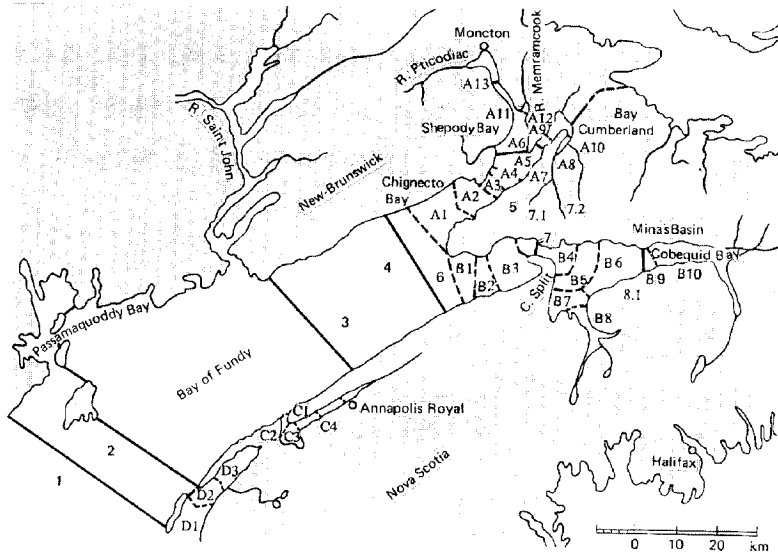


Fig. 4.2.1 Location of Fundy TPP sites: 1-7 - project of 1965; 7.1, 7.2, 8.1 - project of 1969; A1-A13, B1-B10 - project of 1977.

2. Fundy TPP-1977

1973년 에너지 파동으로 바렐당 유가가 \$2에서 \$30로 폭등하여 MIS 전력계통의 48%를 차지하는 석유 화력발전의 연료비 부담이 커져 Fundy만 TPP는 재검토되었다. 이 사업 수행을 위하여 Tidal Power Review Board가 조직되고 Can\$ 3.6M으로 1975년 12월 3일 착수, 1977년 11월 끝났다. 이 사업에서는 1969년 사업 보고서가 재검토되고 23개 지점 중에서 3개 지점(Shepody A6, Cumberland A8, Cobequid B9)이 선정되었고, 단류식 발전 만 검토하여 Cobequid의 경우 7.56TWh에서 12 TWh로 증가되어 복류식과 비슷해졌다. 또한 복류식의 B/C비는 B9은 1.07에서 0.81, A8 0.93에서 0.81로 낮아져 다음 단계에서 재검토를 요한다. B9 및 A8의 설비용량은 수차 설계 및 제작 기술의 개발, 설계 수두, 회전속도의 최적화로 더 커졌고,

Caisson 공법의 도입으로 경제성은 더 개선되었다. A8 TPP Powerhouse Caisson 제원은 54 x 47 x 41.05m(Fig. 4.2.2)이며 높이는 수심에 따라 변한다. 또한 TPP전력을 MIS, Hydro Quebec, NEPOOL 전력계통에 병입하는 계통 분석도 재검토되었다. TPP 전력은 MIS계통에서는 전부 활용 될 수 없으므로 인접한 NEPOOL계통에 송전하여 균형을 취하도록 하였다. TPP 출력 변동에 따라 화력, 수력, 양수발전과 혼성 운전도 별 문제가 없다. 1977년 사업 결론은 Fundy TPP 개발은 기술적으로나 경제적으로 타당성이 있으며, 발전연료 가격상승과 무관하고 환경에도 별다른 악영향이 없다.

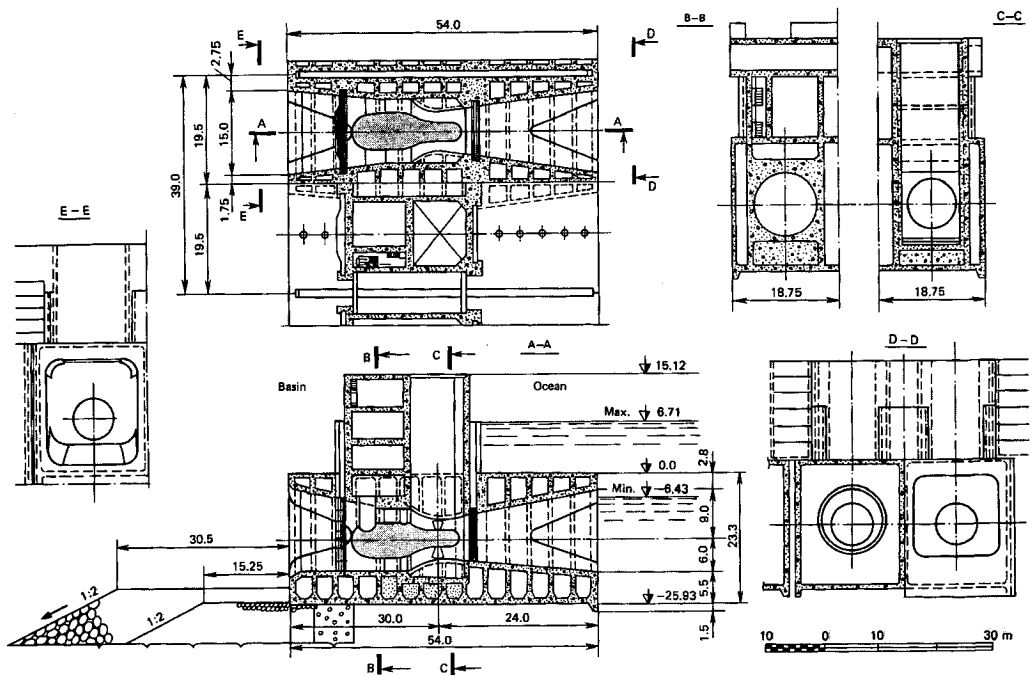


Fig. 4.2.2 Cumberland TPP powerhouse caisson.

3. Fundy TPP Updates-1982 & 1985

1977년 보고서의 긍정적인 결론은 TPP 설계, 기술 개발, 경제성 등 사업전반에 큰 영향을 주었다. 즉 1982년에는 NSTPC(Nova Scotia Tidal Power Corp)가 설립되

고, 1977년 보고서의 재검토 및 update가 있었다. 1977년 보고서에서 전력의 주 수요자는 MIS이고 잉여 전력은 NEPOOL계통으로 수출되지만 부하 증가율은 기대치 7%이하로 3-3.7%이다. 경제성 향상을 위하여 1호기 가동시점을 준공 2.5년 전으로 앞당기고 나머지는 단계적으로 가동시켜, 조기 가동으로 전력판매 수입을 고려했다. 이 사업에서는 Severn TPP 사업의 새로운 설계를 채택하여 수차 직경이 증가되고 variable speed도 검토되었다. Powerhouse 설계에서는 수차·발전기의 single lift도 고려하고 대량생산 방식으로 수차·발전기 생산가를 절감하는 방안도 검토되었다. 최적 설비용량은 4.86GW(37MW x 128대)이며, 발전기 대수를 늘리면 발전량은 커지지만, 발전단가가 더 비싸지므로 대안으로 채택되지 못했다. Straflo 수차는 Annapolis TPP 운전 결과를 봐서 추후 다시 검토하기로 하였다.

Cobequid TPP(Site B9)는 설비용량 4.028GW (38MW x 106대), 연간 발전량 12.26TWh, 가변 distributor, 고정식 날개 runner 직경 7.5m, 정격회전수 58.065rpm, 설계 수두 4.35m, 최저 발전수두 1.66m, 설계유량 486m³/s, Caisson당 수차 3대 설치하고 수심은 25m이다. 구조물 배치는 Economy Point와 Cape Tenny 8km 구간에 powerhouse를 설치하고, 나머지 구간에 수문 caisson과 방조제가 설치되며, 조지면적은 264km²이다. Cumberland TPP(Site A8) 설비용량은 1.147GW(31MW x 39대), 연간 발전량 3.183TWh로 1977년 보고서 결과와 비교는 Table 4.2.1에 표시되어 있다.

Update 82의 결론으로 Cobequid, Cumberland TPP 사업은 기술적, 경제적으로 타당하다. 다른 대체전원의 B/C비와 비교하면 TPP 2.58, 원자력 2.05, 화력 1.47이며, TPP 수명 75년은 화력 30년 보다 유리하고, 연료가 상승과도 무관하다. 압축공기 및 가스 저장식 대안은 에너지 손실이 크고, 가스 수입은 경제성이 없다. 수력발전과 공동운전은 가장 효율적인 방안이 될 수 있고 Hydro Quebec과 연결되는 James 만 수력발전도 고려 할 수 있다. Cumberland TPP는 용량이나 경제성 면에서 Cobequid TPP 보다 불리하지만 개발 규모의 적정성과 상대적으로 재정 부담이 낮다는 점에서 그 개발 우선 순위가 높다. 그 뒤 update 85는 민간회사 ALCAN(Aluminum Company of Canada) 주도로 Site A8에 대한 기술적, 경제적인 면을 심도있게 검토하였다. 이 사업에서는 CAES(Compressed Air Energy Storage) System, 양수 수력발전소와 연결하는 방안도 검토되었다. 이 결과를 근거로 즉각적인 Stage 2 착수를 결정했으나 유가 하락, 민영화, 실질 할인율의 상승 등 경제적

Table 4.2.1 Comparison of Fundy projects of 1977 and 1982.

| Site | Cobequid (Site B9) | | | Cumberland (Site A8) |
|---|-----------------------|--------|-------------------|-------------------------|
| | Year | 1977 | 1982 (Stage I) | 1982 (Stage II) |
| Generating units; | | | | |
| - total number | 106 | 106 | 128 | 37 |
| - standby number | 6 | 6 | 8 | 2 |
| Number of sluices: | | | | |
| - shallow | 60 | 6 | 70 | - |
| - deep | - | 44 | 22 | - |
| Length of alignment, km | 8 | 8 | 8 | 2.5 |
| Generating unit capacity, MW | 38 | 38 | 38 | 31 |
| Installed power, GW | 4.028 | 4.028 | 4.864 | 1.147 |
| Net power, GW | 3.8 | 3.8 | 4.56 | 1.085 |
| Annual power output, TWh | 11.766 | 11.766 | 14.004 | 3.183 |
| Capacity factor, % | 35.4 | 35.4 | 35.1 | 33.5 |
| Cost, million dollars: | | | | |
| - total direct cost | 3432 | 3524 | 4011 | 1153.2 |
| - direct cost (including interest for capital during the period of construction) | 5873 | 6017 | 7030 | 1879.3 |
| - Annual charge (including 4.75% of investments and cost of renovation with discount rate). | 324.8 | 332.8 | 388.8 | 103.9 |
| Cost of energy, cent/kWh | 2.76 | 2.83 | 2.78 | 3.26 |
| In prices as per 1976 | 1.79 | - | - | - |
| Benefit-Cost ratio, R | 1.2 | 2.45 | - | 2.01 |

Note: Cost indices are given in 1981 prices. To allow for inflation, the cost of the 1976 project, which was estimated in 1976 prices, had to be increased 1.6 times. It should be noted that indicated cost does not take into account subsequent inflation rates. With 10% annual inflation rate the cost of construction will become 4 times higher (with 12 year period of construction).

요인 때문에 건설이 백지화되었다.

4. Annapolis Pilot TPP

1961년 NSPC(Nova Scotia Power Corp)은 37MW급 TPP를 Annapolis Royal 근처 기존 방조제에 건설하는 방안을 제안했으나 건설비 면에서 기존 발전소와 경쟁이 되지 못 했다. 그러나 Fundy TPP 대규모 개발을 염두에두고 소규모 20MW Prototype급 Pilot TPP의 건설을 고려하게 되었다. 이 사업은 1981년 착공, 1984년 8월 25일 준공되었으며, 당초 건설 공사비는 Can\$ 46M(연방정부 부담 Can\$ 25M포함)로 예상되었으나 실제로는 Can\$ 60M로 증액되었다.

발전소는 기존 하구언 수문으로 수위조정이 가능하여 창조시에 조지내 농지 침수를 방지 할 수 있다. 이 곳의 조석은 대조차 8.7m, 평균조차 6.4m, 소조차 4.46m이다. 기존의 slide gate 2련은 고조시에 닫히고, 통수량은 수문 500m³/s, 어도 80m³/s, 방조제 누수량 125m³/s이다. 조석 주기당 평균 수위 변동은 0.4m이다.

Fig. 4.2.3은 하절기 평균조석과 조지 수위 변동을 표시하며, 동절기 조지수위는 약 0.45m 높게 유지되며, 발전 cycle은 단류식으로 발전 6시간, 조지 충수 및 수위 조정 6시간을 반복한다. 조지내 해수 충수는 창조시 수문과 수차를 개방하여 동시에 실시된다. 발전은 낙조시에 수문을 닫고 외해 쪽으로 발전가능수두가 유지될 때 시작하며, 발전수두는 1.4~6m로 변동한다.

Powerhouse는 Hog섬 깊이 30m 가물막이 내에서 시공했다(Fig. 4.2.4). Powerhouse 길이 46.5m, Straflo 수차 (직경 7.6m, 고정 날개형)는 Montreal 근처에서 제작, 조립되어 현장까지 barge로 수송되었다. 시공 기간은 3년, 토목공사 20개월, 수차 제작 및 설치 28개월이 소요되었다. 송전은 69kV로 Nova Scotia주 전력계통에 연결되고 100km 떨어진 Milton control center에서 조정된다. Annapolis TPP는 비록 규모는 작지만 prototype형 수차이므로 앞으로 Fundy TPP 수차 선정시 귀중한 자료를 제공할 수 있을 것이다.

북미에서 TPP사업은 1912년 Amherst만 복조지 개발안 이래 Quoddy TPP 건설사업 중도포기(1936년), 수 차에 걸친 Fundy만 TPP 개발 타당성 검토, Annapolis TPP 준공(1984년)까지 긴 과정을 거치면서 복조지식 발전방식을 탈피했다. 이제 단조지

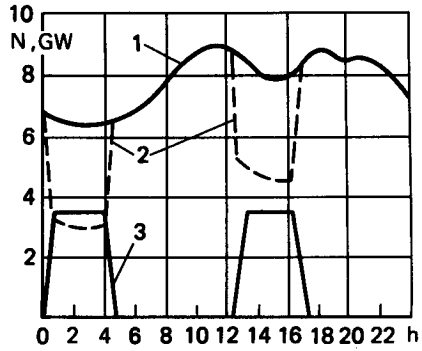


Fig. 4.2.3 Level variation curves in the basin (1) and in the sea (2).

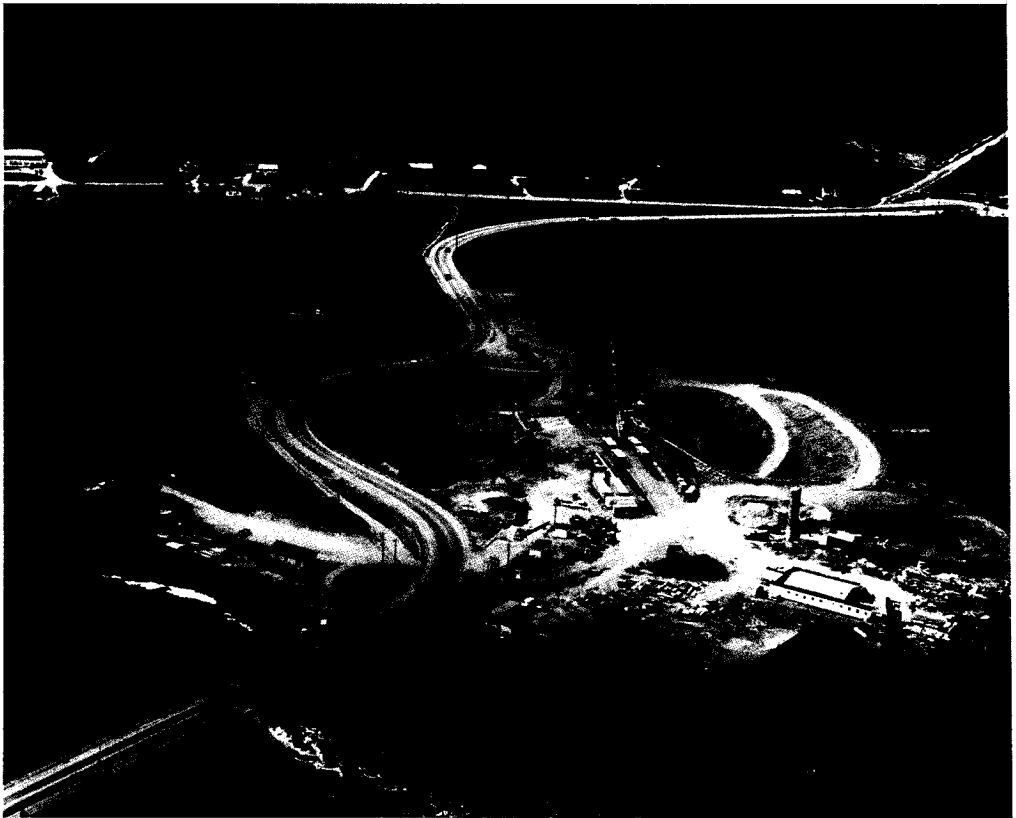


Fig. 4.2.4 Construction of Annapolis TPP.

식 대규모 TPP 개발도 기존 전력 계통망 병입, 타 전원과 혼성운영, caisson 공법 등 기술개발과 Rance TPP 건설 및 운전경험의 축적으로 가능하게 됐다.

제5장 러시아

제1절 개황

러시아는 국가경제의 전반적인 장기 침체에 따라 발전산업도 침체된 상태이다. Chernobyl 원자력 발전소 대형 사고 후 원자력 발전사업은 설계, 건설이 중단됐을 뿐 아니라 전체 설비 용량의 절반이 넘는 165GW, 즉 90개 발전소의 운전이 중지되었다. 현 수준에서 발전량 감소 또는 안정세는 인구의 자연증가에 따라 국민 일인당 에너지 수요는 감소될 수 밖에 없다. 러시아 국민 일인당 연간 전력 수요 5500kWh는 선진국 생활 수준 9000kWh의 절반 정도이다. Chernobyl 사고는 현 세대에게는 두고두고 심리적 부담이 될 것이며, 이런 상황하에서 안전한 조력발전은 화력발전의 대안으로서 자연스럽게 거론되고 있다. 화력은 석탄 채굴을 위해 많은 광부를 고용해야 하고, 유해 가스를 대기권으로 배출하여 대기오염을 가중시킨다. 러시아에서 조력발전으로 에너지 문제를 완전히 해결할 수는 없지만 상당량의 청정에너지를 중앙 및 극동 지역에 공급할 수 있다.

러시아에서 TPP개발은 Lyaknitsky에 의해 처음으로 제안, 1926년 소련과학원 논문집에서는 외국 현황을 소개하고 국내 조력개발 타당성에 대한 일반적인 견해를 피력했고, 1938년 Shuleykin은 그의 저서 해양물리에서 조력개발을 소개했다.

소련에서의 조력개발은 낮은 조차, 혹독한 기후 등 자연조건이 외국에 비해 불리하다. 즉 Mezen이나 Tugur의 평균조차 5.4m는 Cobequid 11.8m, Severn 8.3m에 비하면 낮은 편으로 조력개발에 장애물이 되고 있다. 이러한 난관을 극복하기 위한 후보지 답사, 구조물 설계기술개발 등 집중적인 노력이 있었다. Lyaknitsky는 1935-40년에 소련 전원 개발 사업의 일환으로 개념설계를 했고 1935년 Peteryaknin이 Mezen을 제안했다. 1935년부터는 Bernshtein주도하에 Hydro Project Institue와 VNIIE가 후보지답사, 지점선정, 발전소설계, Kislaya TPP설계, Kolskaya TPP설계 등을 추진해 왔다. 소련 연안조석은 반 일주조형이고 평균조차는 Kolsky만 2.4m, Lumbovsky만 4.2m, Tri Ostova 4.65m, Mezen강하구 6.6m정도이나, Okhotsk해 북쪽 Penzhinsk만의 최대조차 13.4m, 남쪽 Tugursky만 9m로 아주 큰 편이다. 그러나

Fundy만 Moncton의 최대조차 16.2m, Severn강하구 14.5m, Rance강 하구 13.5m에 비교할 수는 없다. 그러나 러시아의 조력에너지 부존량은 270TWh로 전세계 부존량의 13%를 차지한다.

제2절 Kislaya Guba TPP

Kislaya TPP는 1938년 Bernshtein에 의해 처음으로 제안되었다. 이 지점은 Murmansk 공업지대에 인접하여 기존 송전망에 가깝고 조지형태와 입지조건은 비교적 적은 비용으로도 시험발전소 건설이 가능하다. 이곳 외에도 Murmansk연안의 작은 만에 대한 검토결과 경제성, 기존 송전선과의 거리 때문에 채택되지 못했다.

Kislaya Guba는 Kolsk반도의 좁은 물목에 위치하며 Murmansk 북쪽으로 60km 떨어져 있다(Fig. 5.2.1). 이곳의 조차는 1.1~3.9m로 수차·발전기 실험에 필요한 최소 수두는 확보되어 발전소 운전방식에 관한 여러 가지 실험이 가능하며, 소규모 시험용 TPP 지점 영국의 Strangford-Lough TPP계획(평균조차 3m), Annapolis TPP(대조차 6.4m), 대규모 TPP 개발 지점 Severn TPP(평균조차 8.3m), Cobequid TPP(평균조차 11.8m) 보다 작다.

Ura Guba 동쪽의 Kislaya Guba는 폭 150m (간조시 35m), 길이 450m, 남쪽으로 다시 폭이 넓어져 조지면적 1.1km², 조지 최대수심은 35m 이다. 이 지역은 겨울에도 비교적 온화하고 여름에는 서늘하고 습도가 높다. 연평균기온 -0.4℃, 최고기온 30℃, 최저기온 -35℃, 연평균 강수량 515mm 이다. 물목에서 최대유속은 3~3.68m/s(고·저조전 1.5시), 최대유량 약 340m³/s 이다. 조석은 반 일주조형으로 대조차 3.23m, 평균조차 2.27m, 소조차 1.61m이다. 조지면적은 조위에 따라 0.97~1.5km²로 변동하고 양수시 0.91km²(배수시), 1.7km²(충수시)로 더 크게 변동한다. 만 입구는 멕시코 만류의 영향으로 겨울에도 결빙되지 않지만, 조지내는 60~70cm 두께로 결빙되었지만, 발전소 건설 후 50~100cm 두께로 조지의 대부분을 차지한다. 지점의 지층은 고화된 역암성 퇴적층(모래, 자갈, shell-rock)두께가 최대 7m에 이르고 해안은 절벽을 이룬다. 해안 서쪽은 가파른 절벽을 이루고, 동쪽은 조그마한 단애를 이루고 있어 구조물 배치, 그리고 물목은 powerhouse설치, 만 입구 전면 넓은곳은 정박에 유리하다. 동쪽 연안에는 옥외발전소, 주거동, 창고, 상수도, 검조소 등이 있다

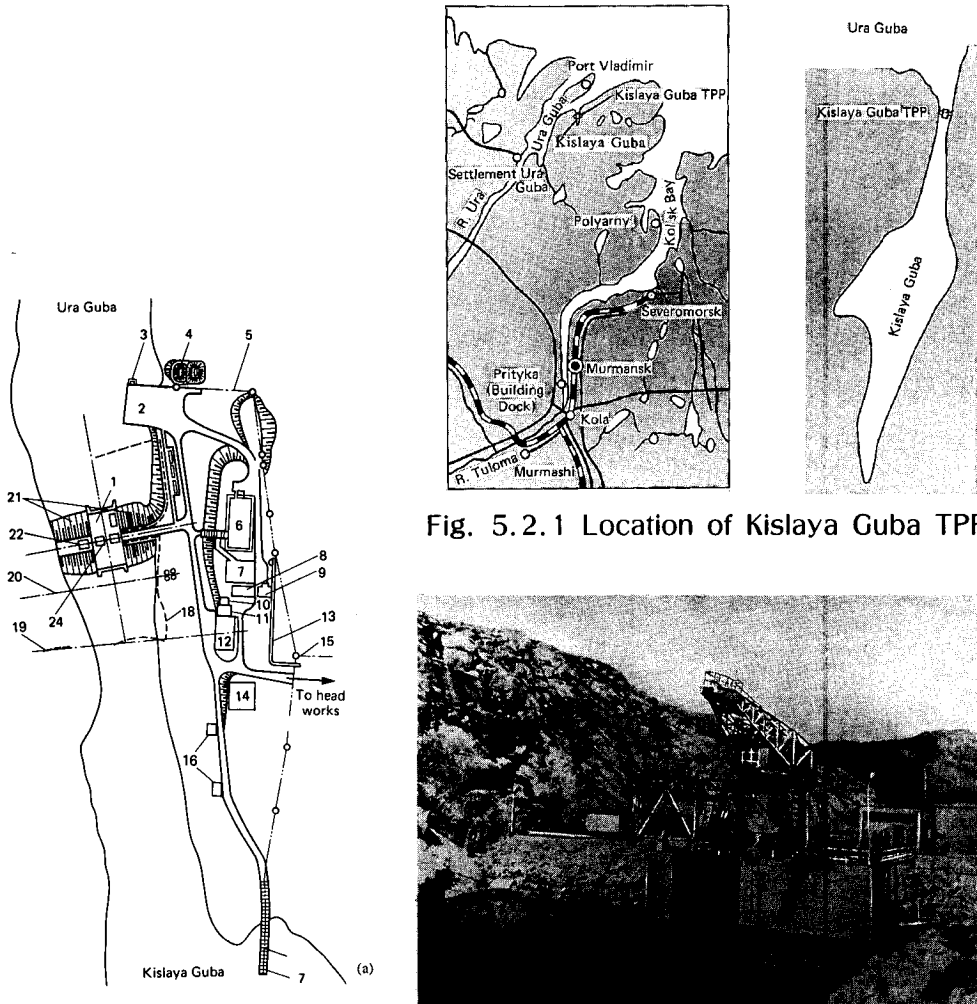


Fig. 5.2.1 Location of Kislaya Guba TPP.

Fig. 5.2.2 Layout of structures (a) and general view of the Kislaya Guba TPP (b): 1 - TPP powerhouse; 2 - berth; 3 - water-level recorder; 4 - storage tanks of fuels and lubricants; 5 - power supply and communication lines to water-level recorders; 6 - apartment for attending and research personnel; 7 - sport ground; 8 - children's playground; 9 - vegetable storage; 10 - standby diesel power plant; 11 - switchboard room; 12 - open distributing device substation, 35 kV; 13 - external water-supply pipeline; 14 - hydrometeostation; 15 - power supply and communication lines to water intake and basin water-level recorder; 16 - storage; 17 - water-level recorder in internal basin; 18 - cathodic protection anode; 19 - power transmission line, 35 kV; 20 - communication line; 21 - abutment dams; 22 - gate storage platform; 23 - internal roadstead berth; 24 - cathodic protection station.

(Fig. 5.2.2). 발전소 Caisson 제원은 36 x 18.3 x 15.35m이며, 원래는 수차 발전기 2대가 설치될 계획이었다. 1호기는 불란서 Neyrpic-Alsthom사 제품이고 2호기는 국내에서 가변 속도형으로 제작 설치할 계획이었다. 그러나 2호기 구매가 여의치 못 한 데다 비동기 발전기 시험은 1호기 잠정 폐쇄후 대체하기로 결정하였다. 따라서 2호기 상부 공간에는 전기기기, 제어반을 설치하였고 penstock은 보조 수로로 활용되었다.

발전소 구조체는 박판벽 철근 concrete box caisson형(Fig. 5.2.3)으로, 바닥 slab은 18.3 x 36 x 0.2m로 바닥slab 측면 가장자리와 평행하며 두 개의 긴 가장자리를 따라 전 높이로 연장된다. 방수로 slab은 1호기 상부 7.5-8m 정도 높이에 설치되어 있다. 방수로 상부 slab에는 발전설비의 설치 및 철거를 위한 구멍이 있고 그 아래 방수처리된 slab에는 유압펌프, 정류시스템 등이 설치된다. Slab내에는 발전설비와 연결 통로가 있다. Caisson 배열 및 구조설계는 발전설비의 꼭 짜여진 배열을 고려하여 설비의 설치 및 철거, 용이한 운전, 그리고 두껍없는 고강도 구조체가 되도록 했다. 구조해석은 고정 지반 위의 복잡단면을 갖는 등가보로 보고 수행하였다. 추가하여 좀더 정밀 해석을 위하여 셸이론 해석도 병행했다. 구조물은 여러 가지 단면이 서로 연결된 각주식 셸의 박판 3차원 구조로 설계되었다. 구조해석법은 V Z Vlasov의 변분변위법에 의한 것으로 전단 변형의 영향을 고려하였다. 격벽의 간격은 2m로 촘촘하기 때문에 단면 방향의 변형은 무시했다. 단면의 찌그러짐 현상이 고려된 각주식 셸이론이 단순보 이론보다 더 정확하다. 수중에 침수된 부분과 아닌 부분의 온도차에 의한 인장력에 대한 이론적, 실험적 연구도 수행되었다. 이러한 온도차 때문에 기둥외벽은 높이방향으로 20℃의 온도차를 고려하여 설계하였다. 계산방법은 Vlasov의 이론을 온도영향을 고려할 수 있도록 확장한 방법으로 수행하였고 천이지역의 인장응력은 2MPa 정도까지 하였다. 구조물의 수중에 잠긴 깊이와 격벽의 강성에 기인한 길이 방향 응력 발생에 대한 연구 결과 연직방향 응력이 0.25MPa 정도로 작은 경우에도 벽체변형을 고려하면 길이 방향 최대응력이 약 11-13% 정도 증가됨을 알 수 있다. Caisson상부의 열응력을 제거하기 위하여 벽체는 강화 유리섬유 에폭시수지를 5cm로 coating 보호하였다. 일반적인 응력계산에 추가하여 횡방향의 정적하중과 국부응력도 계산하였다.

Caisson은 1965-68에 Kola만 연안 작업장에서 제작되었다. Caisson은 수밀시험을

거처 pit에 물을 채워 caisson을 물에 진수, 이때 흘수는 8.32m, 배수톤수 5200ton이었다. Dock pit와 Kislaya Guba 입구 물목의 얇은 수심을 통과하기 위하여 pontoon을 부착하여 caisson의 흘수는 6.5m가 되었다. 1968년 8월 28일 winch와 tug을 사용하여 정박지에 예인 후 2000마력 예인선 2척과 한 척의 특수 예인선으로 60mile 떨어진 Kislaya Guba 묘박지까지 19시간 예인하였다(Fig. 5.2.4). 그리고 caisson에 탑재된 winch cable로 암반에 고정된 eyebolt에 잡아댔다. Caisson 거치도 처음에는 실패했으나 두 번째에 미리 준비된 풀밀 기초 위에 가라앉히고 water ballast를 모래로 대체했다. 구조체 시험 결과 여러 하중 조건하에서 제작 및 예인시 응력은 설계치 이하였으며 약간 변동했다. 즉 pit 침수 후 벽체철근의 인장력은 3~4kN씩 서서히 증가되어 20kN까지 증가했으나 설계치 이하이다.

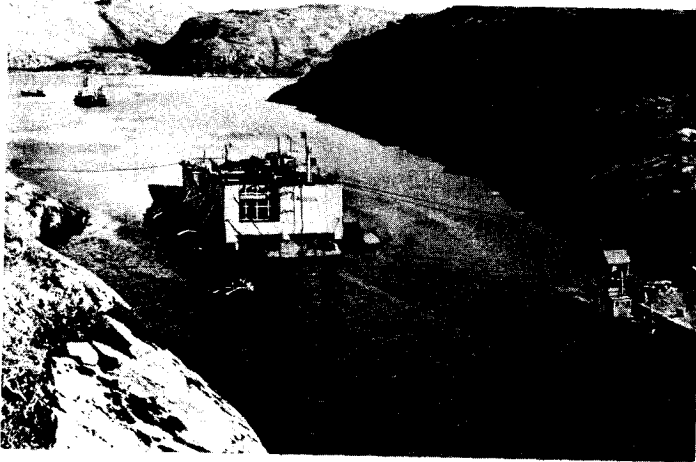


Fig. 5.2.4 Caisson TPP powerhouse in the roadstead of the Kislaya Guba.

Kislaya TPP에 설치된 bulb unit은 Neyrpic-Alsthom사 제품(수차 직경 3.3m, N=400kW)으로 S형 가변날개, 6-cycle 운전(양 방향 발전, 양수 및 배수)이 가능하고, Rance TPP와는 달리 수차 회전속도 72rpm을 증속기로서 600rpm으로 증속시킨다. 증속기는 Krupp사 제품이며 아주 낮은 수두(0.5~2.5m)에서도 운전이 가능하며, 설계수두는 1.28m이다. 연간 최대발전량 1.2TWh는 설계치 보다 10% 많다. 발전기의 실제 효율은 설계치 보다 약간 증가 되었다. 즉 FT mode에서 Hd=1.28m시 출력은 보증치 400kW를 초과한 410kW였다.

제3절 Mezen TPP

Mezen만(Fig. 5.3.1)은 러시아 유럽 연안의 주요 조력지점이다. 만 입구의 평균대 조차는 5.37m, 만 후미에서 7.53m(최대조차 10m) , 조지면적 6451km², 부존량 92TWh로 추정된다. 이곳은 이미 1926년 Lyaknitsky 교수가 조력개발을 제안했으나 가혹한 자연 조건(결빙, 부착생물, 연안침식)과 전력 수요 부족으로 이 제안은 기각 되었다. 그러나 수력발전 설비개발, 설계 기술개발, 전력 수요 증가에 따라 이 지점은 1935년 Poteryakhin이 처음으로 제안된 이래 Tolstik-Pyya(2.2km)에서 외해로 Abramov-Mikhailovsky(90km) 옮겨지고 1983년 마지막으로 제안되었다. 만의 자연 조건 조사는 처음에 항만개발과 관련하여 시작되었으나 그 뒤 조력발전 사업과 관련되었다. 현장 조사는 Northern Hydrographic Expedition이 시작했고 그 뒤 Lengidroproekt가 계속했다. 만 입구 넓은 곳의 조차는 5m, 후미에서 7.5m로 커지고 유속은 1~1.5m/s, Semzha-Kamenka강 하구에서 부유퇴적물 농도는 Cape Mglá에서 5~30g/m³, Cape Abramov에서 10~65g/m³로 증가되고 해안선은 매 5년마다 12~15km 이동한다. 따라서 16세기에 건설된 Mezen시는 지금은 2.5km 내륙에 위치한다. 천해의 사행수로는 정규 반 일주조에 영향을 주어 낙조는 7시간 19분, 창조 5시간 7분으로 퇴적 현상을 유도하여 TPP에 영향을 주게 되고 수차는 퇴적층 아래 매몰될 우려 때문에 Barrage IX(1983-91)만이 타당 할 것 같다. Powerhouse는 충분한 수심의 기반암위에 설치되므로 준설이 필요 없고 침식과 퇴적이 없는 안정된 저지에 조류의 동력학적 균형이 유지된다. TPP 운전시 상황을 예측하기 위해 자연 조건 하에서 퇴적물 이동(Barrage IX) 수치모델 결과는 방조제 중앙부(powerhouse)

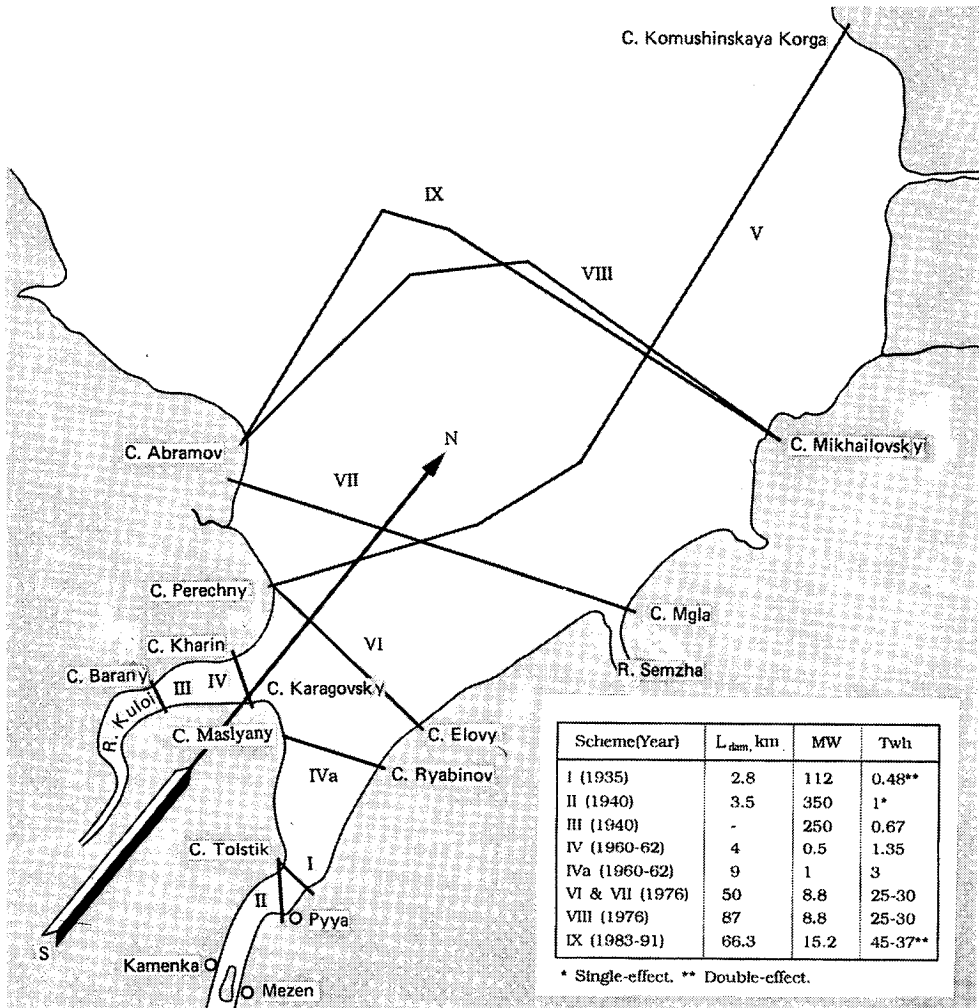


Fig. 5.3.1 Evolution of the Mezen TPP alignment: I - 1935, $L_{dam} = 2.8$ km, 45 generating units and 40 sluices, double-effect operation, $N = 112$ MW, $E = 0.48$ TWh; II - 1940, $L_{dam} = 3.5$ km, single-effect operation, 350 MW, 1 TWh; III - 1940, $N = 250$ MW, $E = 0.67$ TWh; IV - 1960-1962, $L_{dam} = 4$ km, $N = 0.5$ GW, $E = 1.35$ TWh; IVa - 1960-1962, $L_{dam} = 9$ km, $N = 1$ GW, $E = 3$ TWh; V - 500 MW, 1.35 TWh; VI and VII - 1976, $L_{dam} = 50$ km, $N = 8.8$ GW, $E = 25$ to 30 TWh; IX - 1983-1991, $L_{dam} = 66.3$ km, $s = 2640$ km², $N = 15.2$ GW, $E = 45.87$ TWh, 800 generating units, $D_1 = 10$ m, double-effect operation, $s = 860$ km², $N = 6$ GW, $E = 10$ TWh, VIII - 1976, $L_{dam} = 87$ km, $s = 2215$ km², 400 generating units, $D_1 = 8.5$ m, $N = 8.8$ GW, $E = 25-30$ TWh; IX - 1983 $L_{dam} = 74.5$ km, $s = 2330$ km², $N = 15.2$ GW, $E = 50$ TWh, 800 generating units, $D = 10$ m, double-effect operation.

에는 별다른 변화가 없으나 Abramov연안에는 퇴적이 생긴다. 또 다른 이점은 방조제가 탁도가 낮은 구간에 위치하고 방조제가 고조위와 폭풍을 막아 해안선이 안정된다는 점이다. 이 지점은 위도가 높고 Karsk해에 인접하여 연중 두터운 결빙으로, 여름이 짧고 시원하다. 연 평균 기온 -1°C , 1월 평균기온 -12°C , 7월 평균기온 $+12.6^{\circ}\text{C}$, 최저기온 1월 -46°C , 최고기온 7월 $+33^{\circ}\text{C}$, 연 평균풍속 약 6m/s , 최고 34m/s 이다. 파고는 고조시 8.1m , 저조시 6.29m , 조지 내 파고 4m 이다. Mezen만은 염분이 낮아 백해 유빙의 원천이 되며 빠른 조류와 폭풍 때문에 연안 부빙이 형성된다. TPP 구조물은 최고유속 2m/s 의 부빙($2 \times 3.6\text{km}$)을 견디게 설계 되어 있다. Barrage IX는 조지면적 2640km^2 , 길이 85.6km , powerhouse 길이 19km 로 준설할 필요가 없다. 수차·발전기, 수문의 크기 및 대수는 Silakov의 최적화 Program으로 산출되었고 발전량은 복류식이 단류식보다 18% 증가했다. 평균조차 5.66m , 조지면적 2640km^2 의 기술적 에너지 부존량은 50TWh/년 , 설비용량 $21\text{GW}(19\text{MW} \times 1110\text{기})$ 이나 발전기 800대 초과시 수로 추가 준설이 불가피하므로 800기, 15.2GW 복류식(양수) 연간 발전량 45.37TWh , Bulb형 수차(직경 10m , 38rpm)는 가격이 저렴한 고정날개식이 제안되었다. 수차 발전기 800대 제작은 전례가 없는 일이고 conveyer식으로 대량 생산하면 28%정도 비용 절감도 기대된다. Powerhouse caisson($105 \times 93 \times 90.8\text{m}$)당 4기의 발전기가 설치되며 백해연안 Drinsk Guba에서 제작 480km 떨어진 현장까지 예인된다. Caisson 제작 dock의 크기는 $1370 \times 283 \times 17\text{m}$, 매년 20기 제작, caisson 높이 43.6m , $161,000\text{ton}$, 흘수 16.5m 이다. Powerhouse 입구는 부유식 철근 concrete판으로 유빙으로부터 보호된다. 사석제 길이 66.3km (서쪽 34.2km , 동쪽 32.1km), 천단고 40m , 높이 $143.6\text{-}23\text{m}$, 외해쪽 경사 1:3.5, 조지쪽 1:2.5, 경사면은 철근 concrete판으로 보호되고 부유시켜 설치된다. Mezen항 발생 화물(20만 ton)을 처리하기 위해 폭 300m 의 항로가 개설되며 이 때문에 조력에너지 2%를 상실하지만 최소 비용으로 비싼 갑거 건설을 배제 할 수 있다. 발전소 건설소요 물량은 concrete 25백만 m^3 , 준설 13.4백만 m^3 , fill 170백만 m^3 으로 건설공기, 소요인력 등 추가 검토가 필요하다. 이 지역에서 조력개발은 기존 발전원고갈에따라 대용량 전원개발이 시급하다.

제4절 Okhotsk해

Okhotsk해 조력발전은 Kolpakov강, Shantar도, Skeliklov만을 대상으로 1961년 기존 수로 자료와 해도를 이용하여 Bernshtein에 의해 처음으로 거론되었다. 1972년에는 처음으로 현장답사가 실시되었고 자연 조건, 조차 등을 감안하여 Tugur, Penzhin만(Fig. 5.4.1)이 유력한 후보지로 거론되었다. 1981-84년 사업에서 Tugur만

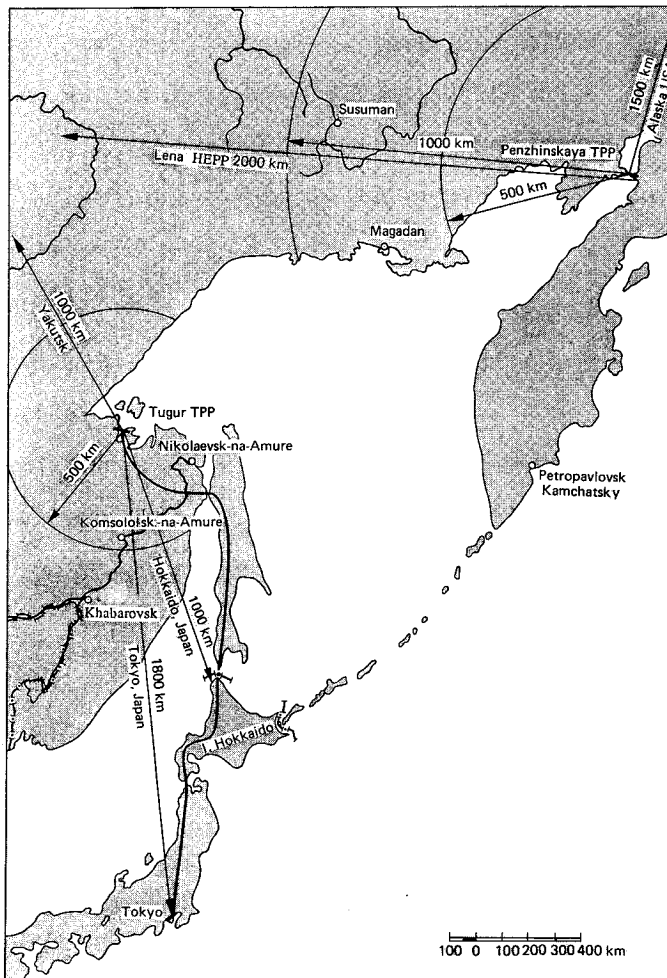


Fig. 5.4.1 Location of the Tugur and Penzhinskaya TPPs.

북측 방조제 및 수로 관측, Penzhin만 남·북측 방조제 수로측량, 집중적인 현장조사가 실시되었다. 그 이후 설계, 최적화, 조석 특성 변화 검토 등이 실시되었다.

1. Penzhinskaya TPP

Shelikhov만은 만 입구의 최대수심 235m, 조차 2.4m로 TPP 개발 가능성은 없다. 그러나 북쪽으로 직사각형 모양의 Phenzhin Guba의 조차는 더욱 커져 Povorotny에서 10m, Sredney에서는 13.4m에 이른다. 평균조차 6.2m, 조지면적은 북측 6788km², 남측 20530km², 설비용량은 북측35GW, 연간발전량 105TWh, 남측 100GW, 연간발전량 300GWh이다. 그러나 남측 방조제는 부존량을 전부 이용하려면 추가로 암반준설이 필요하다. 따라서 Penzhin TPP의 Powerhouse는 발전기 배열은 3층으로 하고 상부 지붕은 ice thrust를 대비하여 arch형으로 설계했다. 설비용량 87.4GW(19.9MW x 4416), 연간발전량 191.3TWh이며 북측 방조제는 수심이 깊은 곳에 직경 10m 수차발전기 568대(단위기 용량 19.8MW), 수심이 얕은곳에 직경 7.5m 920대(단위기 용량 11MW) 총 21.4GW, 연간발전량 71.4TWh Powerhouse는 2층 배열이다.

Penzhinsk TPP개발은 가혹한 기후, 조석특성에 영향을 받는다. 연평균기온 -6.5℃, 최저기온 -40℃ ~ -50℃, 연중 220일간의 조지결빙으로 11월까지 유빙으로 덮인다. 이곳의 조석은 혼합형으로 불규칙한 일주조 현상으로 D가 4에 가깝다. 이곳은 소련에서 조차가 가장 크며(최대조차 13.4m), 조석 주기와 조고 변동이 복잡하다. Sednygap의 19년 주기의 조차는 5-13m로 변동한다. 이곳은 전력 수요지와 멀리 떨어져 있지만 Bering해를 건너서 북미 대륙으로 미국, 캐나다의 수력 발전소와 연결하는 방안도 1992년 Belayev가 제안 한 바 있다. 1995년 경제성 검토 결과 Penzhinskaya-Anchorage-Chicago(10,000km)간을 용량 10-30GW 전력계통망으로 연결하면 Penzhin TPP는 미국, 캐나다, 일본, 한국 등을 포함한 극동지역 전력계통망의 중심이 될 수 있으며, 미·러 합작인 Transcontinental사가 Bering해 밑으로 철도 tunnel을 부설 할 경우 Penzhin TPP의 전력을 북미 대륙으로 송전 할 수 있다.

2. Tugur TPP

Penzhin TPP 개발은 좀 요원 하지만 Tugur TPP는 사정이 다르다. 앞서 언급한 러시아의 발전산업의 비극적인 상황은 극동 지역에서는 더 심각하다. 즉 원자력 발전소 건설 및 가동에 따른 문제, Sakhalin 대륙붕 천연가스 개발의 어려움, Kansk-Achinsk탄전의 화력발전은 앞으로 20-30년간 전력 수요를 충족 시킬수는 있겠지만 배출되는 유해 가스는 지역의 대기를 더욱 오염시킨다. 1972-84년에 TPP 입지 선정을 위한 현장답사 및 수문관측이 실시되었고 자연 조건은 조력개발에 비교적 유리하다.

Tugur만은 Okhosk 남쪽에 위치하고 만의 크기는 길이 74km, 폭 37km 만 입구의 Shantar도는 만을 잘 보호한다. 얼음두께는 1-2.5m이고 부빙은 없다. 만 입구에서 조차는 2.3~5.9m로 변동하고 평균조차는 4.74m, 만 중앙 좁은 곳에서는 4.2-7.6m로 커지고 평균조차는 5.38m, 조석은 반 일주조에 가깝다. 연 평균기온은 -3.6℃, 연중 -25 ~ +20℃로 변동한다. 수심은 남으로 갈수록 얕아진다. 여기에서는 3개안(남측, 북측, Konstantin Bay Neck)이 제안되었으나 남측이 가장 바람직하다. 조지면적은 작지만 조차는 커서 설비용량은 거의 같고 제장은 거의 절반이고 발전기 대수도 작다. 대안으로 Konstantin Bay Neck은 양쪽의 조시차에 따른 조차 3.7~2.88m를 이용하는 방안이나 조차가 너무 작고, 방대한 굴착량(150Mm³) 때문에 채택되지 못했다. 발전방식은 단류식, 복류식, Powerhouse도 combined with sluice와 separate를 비교 검토했다. Bulb형 수차 직경은 7.5, 8.5, 10m 이다. 단류식의 연간발전량은 12TWh 이나 복류식의 발전용통성 등을 감안하여 combined layout을 채택했다. Powerhouse 길이 10.5km, 발전기 420대, caisson 105개이다. Caisson은 Popov만(Nakhodka 지역)에 위치한 제작장에서 제작되며 현장까지는 1460mile 이다. 예인되는 caisson(높이 42m)에는 4대의 수차·발전기가 설치되며 caisson 홀수 15m, 중량 147,000ton이다. Nakhodka는 현장보다 기후 조건이 좋고 기존 철도, 도로, 항만이 개발되어 있어 concrete작업이 쉬워 공사비는 124억에서 114억roubles(1989가격)로 절감되고 건설 공기도 13년에서 11년으로 단축된다. 발전은 45개 caisson 설치 후 수차·발전기 78기 설치되면 최종 체질 전이라도 가능하여 TPP 가동율을 높일 수 있다. 전력은 Amur, Khabarov나 Primorsky, Transbaikal, South Yakutiga로 송전된다.

이 지역의 수력 발전량은 금세기 말까지 5GW, 2010년까지 약15GW에 이를 것이다. TPP 개발로 6Mton의 화석 연료의 절감이 가능하며 일부는 전력 소모가 많은 Aluminium제련, 수소 제조 등에 사용될 수 있다.

제5절 Pilot-commercial Kolsk TPP

400kW급 Kislaya TPP는 소형 시험 발전소로는 일단 성공했다고 보지만 Tugur, Mezen 등 대형TPP 개발 전에 Prototype급 상업용 중형 시험 발전소 단계를 거칠 필요가 있다. Tugur TPP 개발 전에 직경 10m 수차, Step-up Gear, 감속 또는 변속도 발전기, propeller형 runner, orthogonal 수차 실험 등 full-scale 확인이 필요하다. 이를 위해서 Barents해 Murmask근처 Kolsk 지점이 제안되었다. 이 지역은 비교적 싼 인건비와 물가, 멕시코 만류로 인한 온화한 기후, 연안역 개발 등 입지조건이 타 지점보다 유리하다. Lumbovsky만도 대안으로 검토되었으나 비용 절감, 편의성 때문에 기각되었다. Tulomsk, Teriber나 수력발전소와 Kislaya TPP도 고려되었으나 Dolgaya Guba가 선정되었다. 이곳은 Murmansk근처 Teriber나 수력발전소에서 11km, 송전선로, 통신, 도로, bus노선 등을 감안하면 잇점이 많다. Dolgaya에는 35kV 변전소가 있고, 조지면적 5km², 반 일주조의 조석, 평균조차 2.36m(대조차 3.3m, 소조차 1.8m)로 실험이 가능하다. 조지의 크기는 6km x 0.6~0.8km, 방조제 길이 1200m, 높이 26m 이다. 방조제 제체 시공은 bottom-dump barge로 해면 하에서 fill하고, 경사는 0.7~1m의 사석으로 보호한다. 설계파고 7m, 제체 경사는 외해쪽 1:7, 조지쪽 1:2이다. 건설공법은 가물 막이 공법으로 Murmansk근처에 제작장 확보가 어렵고 caisson 한 개 제작을 위한 부대 비용 부담이 너무 크기 때문이다. Powerhouse는 open pit로 굴착하고 상·하류 수로는 자연 구릉에 위치한다. 수문과 갑거 개구부의 크기는 40 x 26.1m이다. 발전기 보수 기간 중에도 갑거를 열면 해수 순환이 가능하며 갑거는 하류 수로에서 caisson으로 제작되어 제방 서쪽에 배치한다. 통선문은 지방자치 단체의 요청으로 설치되고 때때로 배의 출입이 가능하다. 수차·발전기 2대중 한 대는 20MW급으로 직접 구동형으로 6-cycle variable speed(30~41.7rpm) 운전이 가능하다. 2호기 대안으로 step-up gear, runner직경 10m, s형날개, 발전기는 vaible speed를 표준 주파수로 변화시키는 비동기형 또는 대안으로 speed convert를

가진 동기발전기가 고려되었다.

Dolgaya Guba의 설계수두 3m는 Tugur TPP의 절반이지만 운전 시간은 짧아서 Tugur의 1/3(800시간)이다. 그러나 이 조건은 직경 10m runner의 대안을 실험하는데 충분하다. 또한 최대직경 9m의 Straflo unit은 bulb에 비해 concrete양을 1/3정도(0.87에서 0.53m³/kW)로 절감시킬 수 있으나 발전량이 63%로 감소되어 bulb 수차 채택이 불가피하다. 건설비는 조차가 낮기 때문에 높다. 175Mrouble (1984년 가격), 건설단가 4840rouble/kW는 Tugur TPP의 2.5배 비싸지만 신형 모델개발로 Mezen, Tugur TPP 건설비 절감을 기할수 있다면 타당성도 있다. Runner 직경 7.5m를 10m로 대체하면 Tugur 투자비는 20억rouble, step-up gear 사용할 때 4억rouble, orthogonal 수차사용시 25~30억rouble 절감할 수 있고 concrete 체적은 60%로 절감될 수 있으므로 차기 단계 설계시 검토 할 사항이다. 이 액수는 Kolsk TPP 건설비 156Mrouble과 맞 먹는다. 따라서 장기적인 조사, 연구, 설계로 러시아에서 가장 중요한 북서 및 극동 지역의 경제개발에 전력을 공급 할 수 있다. 대용량 Tugur, Mezen TPP 건설은 기술적으로 가능하고 석탄연소에따른 환경오염, 가까운 시일내 원자력 발전소 건설이 어렵다는 점을 감안하면 생태학적으로도 아주 바람직하다.

제6장 결론

이상 선진국 조력발전 사례를 살펴보았다.

프랑스는 조력발전 분야에서 가장 선진국으로, 아직도 240MW급 Rance TPP는 세계 최대 규모이다. 또한 지난 30여년 간의 성공적인 가동, 발전단가도 원자력, 화력발전과도 경쟁적인 위치에 있다. 따라서 Rance TPP는 조력발전 분야에서 프랑스 자존심의 상징이 되었다. 그러나 후속 Chausey TPP 개발 사업으로 연결되지 못한 것이 유감스럽다. Rance TPP의 50배 규모의 발전소 건설은 막대한 투자비 부담, GW급 발전소의 전력계통망 운용도 문제시되었으나 유럽 통합으로 하나의 전력 계통망으로 연결되는 지금은 별 문제가 없다. 조력발전 R&D에 막대한 투자를 하여 Rance TPP를 성사시킨 프랑스는 이것을 근간으로 세계 각국의 조력 발전 사업에 참여 할 수 있게되는 발판을 구축하게 되었고, bulb 수차 개발로 수차·발전기 시장에서 큰 재미를 보았다.

영국은 Severn TPP 타당성 검토에 장기간에 걸쳐 큰 투자를 했으나 계획 자체가 너무 방대하여 선불리 개발에 착수 할 수 없게 되어 있다. 그러나 차선책으로 Mersey TPP에서 MW급 개발을 검토하였으나 현재까지 보류되고 있고, 소형 pilot 급으로 Conwy, Wyre TPP 개발이 첫 단계로 바람직 하지만 아직도 별 다른 진전이 없다. 최근 영국은 발전 사업의 민영화 바람에 TPP 개발 같은 장기간에 걸친 투자를 요하는 사업 수행은 어렵게 되어있다.

미국은 Passamaquoddy TPP 건설 사업을 누구보다도 먼저 착수했으나 중도에 중단되었다. Roosevelt 대통령의 후원에도 불구하고 공사가 중단된 것은 매우 아쉽다. 그러나 미국은 초기에 비효율적이고, 비경제적인 복조지 개발에 집착한 것이 원인이 된 것 같다.

캐나다의 Fundy만 TPP 개발도 수차에 걸친 타당성 검토 결과 개발 타당성도 입증되었고, Annapolis TPP에 20MW급 prototype straflo 수차를 설치하여 10년 이상 가동 중이다. 그러나 이 사업도 국내 경제 사정으로 건설은 불투명하다.

러시아는 Kislaya Guba에 소형 pilot TPP를 건설할 정도로 조력발전에 열성적이었고, caisson공법을 처음으로 도입하여 시공 면에서 획기적인 진전을 이룩한 바

있다. 그 후 Kolsk prototype급 pilot plant 건설 계획, 백해의 Mezen TPP, Okhosk 해의 Penzinsk 및 Tugur TPP 타당성 검토도 실시했다. Chernobyl 원전 사고 이후 원자력에 대한 의구심으로 TPP개발에 상당히 호의적이거나 국내 경제 사정의 악화로 고전을 면치 못하고 있다. 그러나 Tugur TPP는 에너지 자원이 빈약한 극동 지역이나, Bering해를 건너서 북미 대륙에 송전하거나, 한국, 일본 전력시장을 겨냥하는 거창한 계획으로 발전 될 가능성도 있다.

각국의 개발 현황으로 미루어 볼 때 TPP개발 사업은 이제는 타당성 검토 단계를 지나 prototype급 pilot plant나 상업 발전 단계까지 와 있다.

우리 나라에서 개발 가능한 해양 에너지 자원으로는 조석, 조류, 파랑, 온도차 등을 고려 할 수 있다. 조류발전은 에너지 밀도가 낮고 적지를 찾기가 쉽지 않고, 파력발전도 사정은 비슷하고 계절별 변동 폭이 크며 대단위 개발은 더욱 어렵다. 온도차 발전도 연중 필요한 온도차가 유지될 만 한 곳을 찾기가 어렵고, 수심이 깊은 원해 에서 해안까지 송전도 문제이다. 그래도 조력발전은 서해안에 가로림만에 400MW급 TPP 개발에 적당한 입지조건을 갖추고 있지만 아직도 경제성 문제에 걸려 있다. 최근에 와서는 다목적 개발 방안이 대안으로 제시되고 있다.

조력발전의 경제성 문제에 있어서 B/C비를 높이는 방법으로는 편익(B)를 키우거나, 비용(C)을 줄여야 승산이 있다. 편익 증대는 발전량을 늘리거나, 발전연료가의 상승으로 연료 대체효과가 커져야한다. 최근 범 지구적인 문제로 거론되고 있는 El Niño 현상, 지구 온난화 등 지구 환경문제가 심각해져 각국의 온실 가스 배출량을 제한하게 되면, 결과적으로 화력발전 단가에 부담이 커지게 되고 이에 따라 조력발전은 상대적으로 유리해진다. 또한 비용 절감은 저렴으로 건설비를 절감하는 방안, 낮은 할인율을 적용하여 건설 투자비의 간접비 부담을 줄이는 방안 등을 생각 할 수 있다. 이를 위해서는 정부 차원의 조력발전에 대한 강력한 정책적인 지원과 장기적으로 연구 개발 사업에 대한 집중적인 투자가 절대적으로 필요하다.

현재 지구상에서 TPP 개발 계획이 신규로 추진되는 곳은 한 곳도 없다. 그러나 21세기에는 조력발전이 인류가 당면한 에너지 문제 해결에 큰 몫을 담당할 수 있을 것으로 믿는다.