

## 第6章 長期電源開発計画（2011年～2030年）の提案

これまでの検討結果を踏まえ、2011年～2030年の20年間にわたる長期電源開発計画案（2010年現在価値最小）を提案する。

### 6.1 現在の電源開発計画と電源開発の方向性

2018年までの電源開発計画は、TEIASが2009年6月に策定した「Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018)」を参考にする。しかし、今後の電源開発計画は、私営発電事業者の自由意思に任されていることを考慮し、この計画には、近い将来に運転開始になると想定される電源のみを組み入れているだけである。このような電源だけでは2014年以降、徐々に電源が不足し、所定の供給信頼度レベルを維持できないことが計画の中で指摘されている。このため、2018年までの期間であっても、所定の供給信頼度レベルを維持できない場合には、電力エネルギー分野の政府方針に沿い、供給信頼度の維持と費用最小化の両方を目指して、電源の開発を追加する。

#### 6.1.1 Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018)

##### (1) 需要想定

需要想定は、High case と Low case の2ケース提示している。想定値は以下の通りである。

表 6.1 最大電力需要想定（TEIAS Projection）

(MW)

|           | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| High case | 31,246 | 33,276 | 35,772 | 38,455 | 41,339 | 44,440 | 47,728 | 51,260 | 55,053 |
| Low case  | 31,246 | 32,964 | 35,173 | 37,529 | 40,044 | 42,727 | 45,546 | 48,553 | 51,757 |

##### (2) 電源開発計画

電源開発計画は、Scenario 1 と Scenario 2 の二つのシナリオを提示している。

表 6.2 電源開発計画（TEIAS Projection）

(MW)

|            |           | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  | 2013  | 2014 | 2015 | 2016  |
|------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|
| Scenario 1 | Imp. Coal | 187   |       | 410   | 1,216 | 1,213 |      |      |       |
|            | Gas       | 92    | 146   | 806   | 1,912 | 840   |      |      |       |
|            | Wind      | 206   | 173   | 269   |       |       |      |      |       |
|            | Hydro     | 1,057 | 1,495 | 1,678 | 1,818 |       |      |      | 1,200 |
|            | Others    | 126   | 11    | 8     |       |       |      |      |       |
|            | Total     | 1,668 | 1,825 | 3,171 | 4,946 | 2,053 | 0    | 0    | 1,200 |
| Scenario 2 | Imp. Coal | 187   |       | 410   | 608   | 1,213 |      |      |       |
|            | Gas       | 92    | 78    | 873   |       | 1,865 |      |      |       |
|            | Wind      | 173   | 184   | 202   |       |       |      |      |       |
|            | Hydro     | 908   | 1,364 | 1,626 | 1,594 |       |      |      | 1,200 |
|            | Others    | 118   | 19    | 8     |       |       |      |      |       |
|            | Total     | 1,478 | 1,645 | 3,119 | 2,202 | 3,078 | 0    | 0    | 1,200 |

## (3) 供給信頼度

2 ケースの需要想定と二つの電源開発計画シナリオの組み合わせについて、それぞれの供給信頼度（設備余力の最大電力に対する比率）を提示している。

表 6.3 供給信頼度のレベル（TEIAS Projection）

|                  |          | (MW)   |        |        |        |        |        |        |        |
|------------------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                  |          | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   |
| High case demand |          | 33,276 | 35,772 | 38,455 | 41,339 | 44,440 | 47,728 | 51,260 | 55,053 |
| Scenario 1       | Capacity | 48,182 | 53,128 | 55,182 | 55,182 | 55,182 | 56,382 | 56,382 | 56,382 |
|                  | Reserve  | 44.8%  | 48.5%  | 43.5%  | 33.5%  | 24.2%  | 18.1%  | 10.0%  | 2.4%   |
| Scenario 2       | Capacity | 47,760 | 49,962 | 53,040 | 53,040 | 53,040 | 54,240 | 54,240 | 54,240 |
|                  | Reserve  | 43.5%  | 39.7%  | 37.9%  | 28.3%  | 19.4%  | 13.6%  | 5.8%   | - 1.5% |
| Low case demand  |          | 32,964 | 35,173 | 37,529 | 40,044 | 42,727 | 45,546 | 48,553 | 51,757 |
| Scenario 1       | Capacity | 48,182 | 53,128 | 55,182 | 55,182 | 55,182 | 56,382 | 56,382 | 56,382 |
|                  | Reserve  | 46.2%  | 51.0%  | 47.0%  | 37.8%  | 29.1%  | 23.8%  | 16.1%  | 8.9%   |
| Scenario 2       | Capacity | 47,760 | 49,962 | 53,040 | 53,040 | 53,040 | 54,240 | 54,240 | 54,240 |
|                  | Reserve  | 44.9%  | 42.0%  | 41.3%  | 32.5%  | 24.1%  | 19.1%  | 11.7%  | 4.8%   |

$$\text{Reserve (\%)} = ((\text{Capacity}) - (\text{Maximum demand})) \times 100 / (\text{Maximum demand})$$

## 6.1.2 電源開発の方向性

将来の電源開発の方向性については、国家計画庁(SPO)が中心となって、「電気エネルギー市場と安定供給戦略ペーパー（“Electricity Energy Market and Supply Security Strategy Paper.” May 2009）」を策定している。この中に、電力エネルギー分野の政府方針について数値目標が示されている。

この内容を以下に示す。

- 原子力：2020年までに総発電量の最低でも5%を担う  
総容量5,000MWを2010年から2020年の間に導入する
- 再生可能エネルギー：2023年までには最低でも総発電量の30%を担う
- 風力発電：2023年までに20,000MWを開発
- 天然ガス：シェアを現行の50%程度から30%以下に引き下げ
- 国産リグナイト炭と石炭：  
現在採掘されている利用可能量を発電用燃料として2023年までに使い切る  
その後は、採掘可能と目されている分についても利用する努力を行う
- 輸入炭：ハイクオリティな発電、発電効率の向上も検討

## 6.2 長期電源開発計画（2011年～2030年）の検討

### 6.2.1 計算条件

発電設備の基本的な計算条件は、第4章に示した2030年における検討と同様である。

#### (1) 需要想定

2018年までは、Turkish Electrical Energy 10-Year Generation Capacity Projection (2009 – 2018)の Low demand を使用する。2019年以降は、その想定需要をほぼ直線で延長した。具体的な数値は以下の通りである。

表 6.4 Demand Forecast

(MW, GWh, %)

|                     | 2010    | 2015    | 2020    | 2025    | 2030    | Annual growth rate (%) |         |         |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|------------------------|---------|---------|
|                     |         |         |         |         |         | '20/'10                | '30/'20 | '30/'10 |
| Maximum demand (MW) | 31,246  | 42,727  | 56,000  | 68,000  | 80,000  | 6.0%                   | 3.6%    | 4.8%    |
| Annual energy (GWh) | 202,730 | 277,222 | 352,915 | 420,775 | 488,634 | 5.7%                   | 3.3%    | 4.5%    |
| Load factor (%)     | 74.1%   | 74.1%   | 71.9%   | 70.6%   | 69.7%   |                        |         |         |

#### (2) 供給信頼度の基準

供給信頼度の基準として、供給予備率8%以上とする。なお、最大需要が発生する月においても、最大需要の2%以上は、設備の点検のために停止する。

#### (3) 各発電設備の基本的な開発方針

##### (a) 原子力：運転開始時期は固定

2020年までに、南部地中海沿岸のサイト（1,200MW×4基、地点合計4,800MW）を開発する。2021年から2030年の間で、北部黒海沿岸のサイト（4,800MW）を開発する。

##### (b) 風力：運転開始時期は固定

2013年以降、毎年800MWずつ開発されることとした。これにより、2023年における風力の発電設備量は10,000MWとなる。なお、供給力としては設備量の30%程度しか期待できないため、供給力の増分は毎年240MWである。

##### (c) 小規模な発電設備：運転開始時期は固定

- 一般水力：2013年以降、毎年200MWずつ開発
- 小規模なガス火力：2013年以降、毎年100MWずつ開発
- 地熱：2013年以降、5年で100MWずつ開発

## (d) 既設設備の廃止計画

運転開始後 40 年経過した設備は廃止する。なお、多数の国内炭火力が 2030 年までの間で 40 年経過し、廃止の時期を迎える。その際に、同じ敷地内に効率の高い新設の国内炭火力を建設し、運転開始と同時に旧型の火力を廃止するものとした。（国内炭火力新規地点の開発は行わない。）

## (e) 運転開始時期を変化させる設備

運転開始時期を変化させる設備は、以下の 4 種類である。

- 揚水式水力：300MW 機を 1 単位
- ガスタービン火力：300MW を 1 単位
- ガスコンバインド火力：700MW 機を 1 単位
- 輸入石炭火力：600MW 機を 1 単位

TEIAS の Projection における Scenario 1 の開発計画に加えて、上記の開発方針に基づいて、運転開始時期を固定した発電設備を各年度にあてはめた結果を表 6.6 に示す。これらの設備の中には、運転開始時期を変化させる設備は入っていない。この状態で 2018 年までの供給予備率を計算すると以下のとおりとなる。

表 6.5 各年度の供給予備率

|                       | 2011  | 2012  | 2013  | 2014  | 2015 | 2016 | 2017 | 2018  |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Reserve capacity rate | 17.1% | 21.1% | 20.8% | 14.9% | 9.5% | 5.6% | 2.6% | -0.1% |

2015 年までは、運転開始時期を変化させる設備を開発しなくとも、供給信頼度の基準である供給予備率 8%以上を満足している。つまり、運転開始時期を変化させて検討を実施する対象となるのは 2016 年以降ということになる。（2015 年までは、どのシナリオにおいても、開発計画は同一となる。）



## 6.2.2 ベース供給力の比較

運転開始時期を変化させる設備のうち、ベース供給力となり得る設備は、ガスコンバインド火力と輸入石炭火力である。この2つの設備について、どの程度の割合で開発していくのが良いのかを検査した。

## (1) 開発計画シナリオ

ガスコンバインド火力と輸入石炭火力の開発比率を変化させた以下の5つのシナリオについて、経済性、天然ガスのシェア、CO<sub>2</sub>排出量などを比較した。

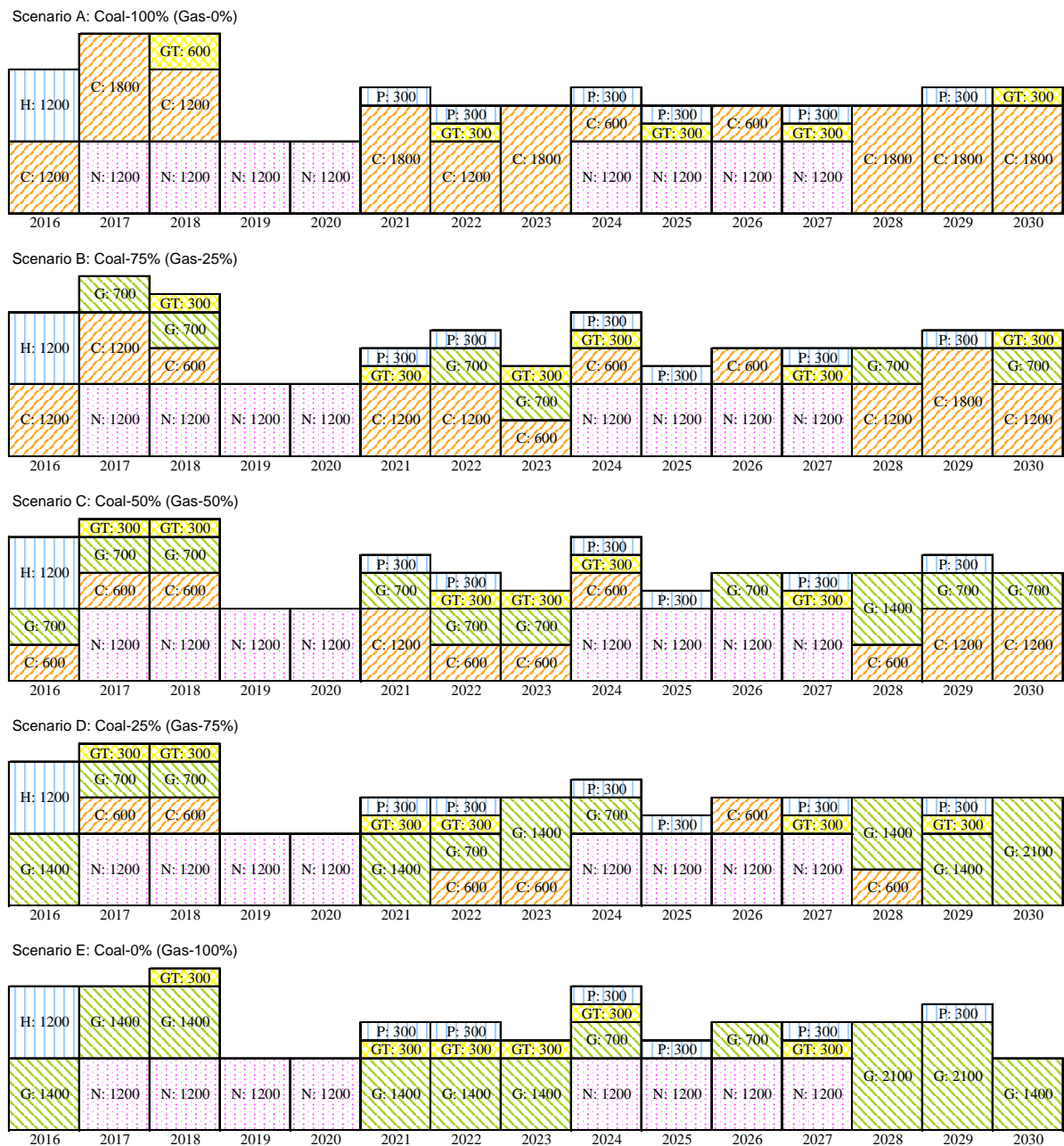


図 6.1 検討シナリオ比較 (ベース供給力)

## (2) 経済性

5つのシナリオについて、2016年から2030年までの15年間における経費の2015年現在価値を比較すると以下のとおりとなる。

表 6.7 2015年現在価値の比較

(Billion USD)

|                       | Fixed cost | Fuel cost | Total |
|-----------------------|------------|-----------|-------|
| Scenario A: Coal-100% | 111.3      | 134.6     | 245.9 |
| Scenario B: Coal-75%  | 109.5      | 138.6     | 248.1 |
| Scenario C: Coal-50%  | 107.8      | 142.3     | 250.1 |
| Scenario D: Coal-25%  | 106.5      | 145.4     | 251.9 |
| Scenario E: Coal-0%   | 104.8      | 149.1     | 253.9 |

すべての開発を輸入石炭火力とする Scenario A: Coal-100%が、固定費は若干高くなるが、燃料費が安いため、総合経費で最も安くなる。

各年の経費について、総合経費が最も安い Scenario A: Coal-100%における経費を1とした場合の比較を以下に示す。

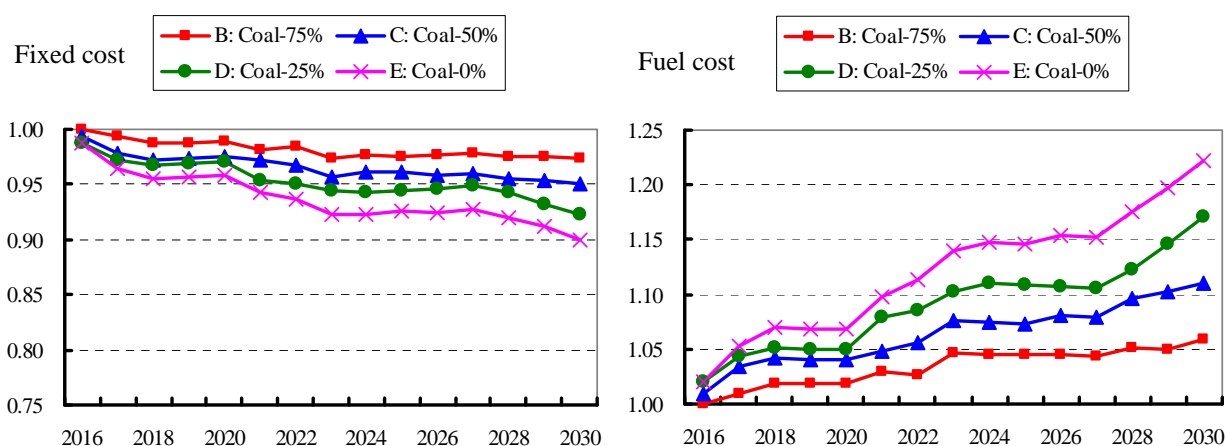


図 6.2 各年の経費比較

## (3) 天然ガスのシェア

5つのシナリオについて、2016年から2030年までの15年間における天然ガスのシェアを比較すると以下のとおりとなる。

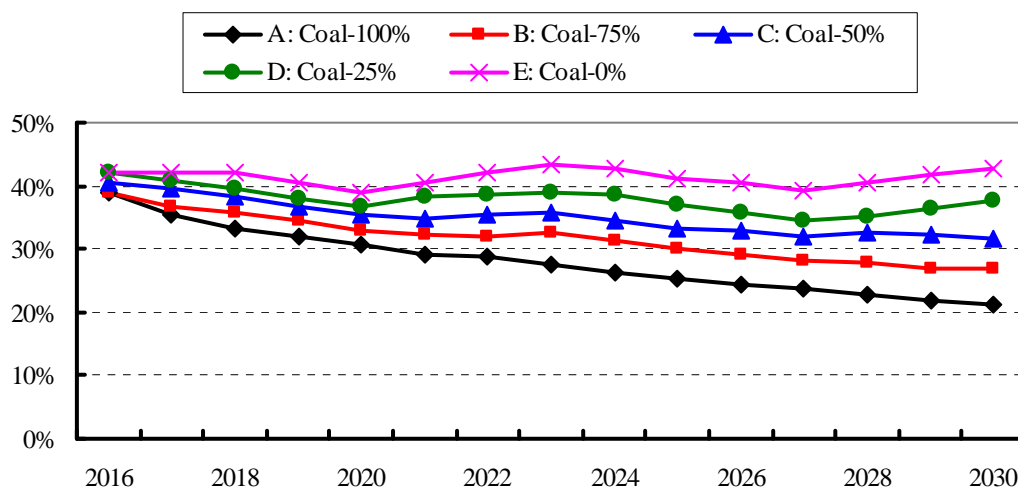
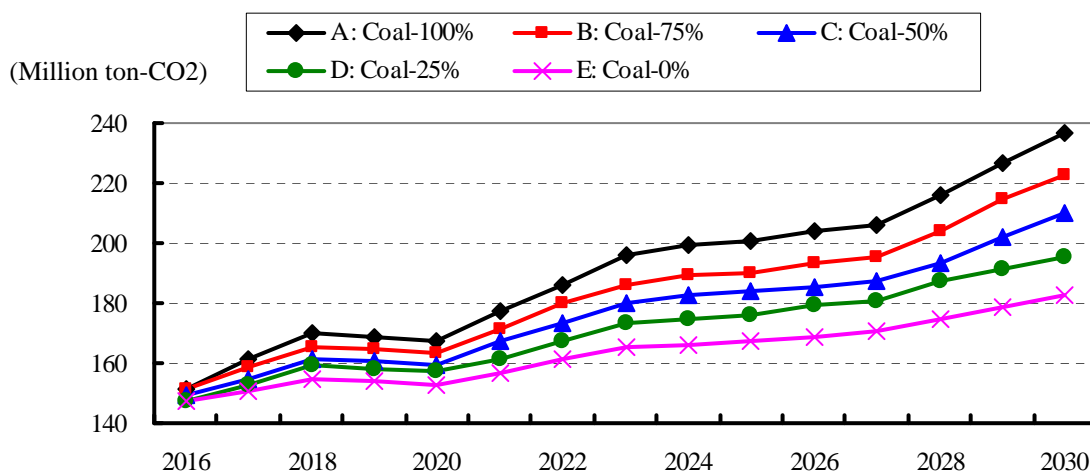


図 6.3 各年の天然ガスのシェア

すべての開発をガスコンバインド火力とする Scenario E: Coal-0%では、天然ガスのシェアは40%程度でほぼ横ばいで推移する。一方、すべての開発を輸入石炭火力とする Scenario A: Coal-100%では、天然ガスのシェアは徐々に減少し、2030年には20%まで低下する。政府が目標として掲げている30%以下を実現するためには、輸入石炭火力の開発比率を60%程度以上とする必要がある。

(4) CO<sub>2</sub> 排出量

5つのシナリオについて、2016年から2030年までの15年間におけるCO<sub>2</sub>排出量を比較すると以下のとおりとなる。

図 6.4 各年の CO<sub>2</sub> 排出量

需要の増加が大きいため、いずれのシナリオでも CO<sub>2</sub> 排出量は増加する。(2010年における排出量は110 million ton- CO<sub>2</sub>程度)特に、輸入石炭火力の開発比率が大きいシナリオにおいて、増加



量が顕著であり、輸入石炭火力の開発比率が75%以上のシナリオでは、2030年で現状の2倍以上の排出量となる。

なお、現状ではCO<sub>2</sub>の排出量が多いからといって、経費が直接増加することはないが、将来的にはCO<sub>2</sub>排出量に連動する形で課金する動きもある。仮に、CO<sub>2</sub>の排出に伴って発生する費用を1 USD/ton とし、すべての開発を輸入石炭火力とする Scenario A: Coal-100%と、すべての開発をガスコンバインド火力とする Scenario E: Coal-0%を比較すると、2016年から2030年までの15年間における経費の2015年現在価値で、169 million USDの差が生じる。この単価では、(2)で述べた経済性を逆転するレベルではないが、CO<sub>2</sub>の排出に伴って発生する費用負担の単価が増加してくると、相対的に輸入石炭火力の経済的優位性が減少する。

2016年から2030年までの15年間におけるCO<sub>2</sub>排出量原単位を比較すると以下のとおりとなる。

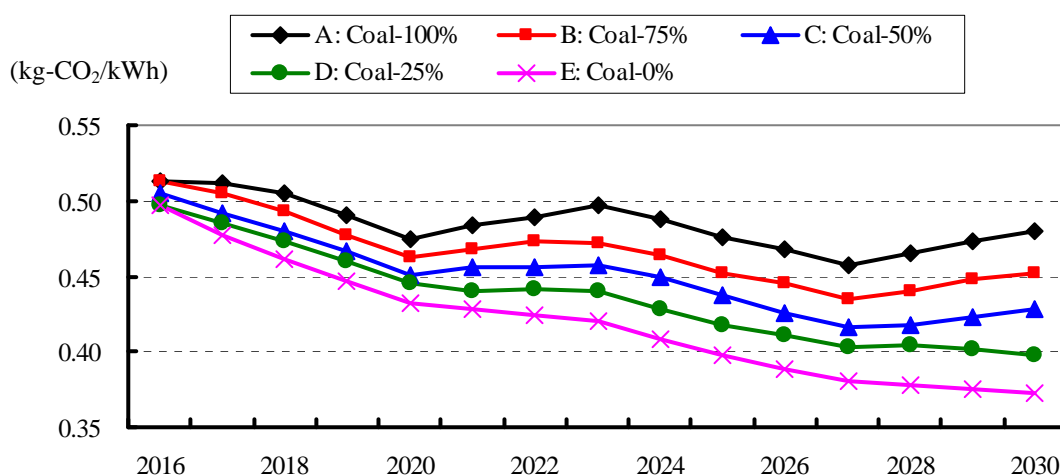


図 6.5 各年の CO<sub>2</sub> 排出量原単位

原子力の開発や風力などの再生可能エネルギーの開発により、いずれのシナリオでも CO<sub>2</sub> 排出量原単位は徐々に減少していく。(2010年における排出量原単位は 0.55 kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度) 特に、すべての開発をガスコンバインド火力とする Scenario E: Coal-0%では、CO<sub>2</sub> 排出量原単位は大幅に減少する。

#### (5) リスク分析

国内炭以外のエネルギー資源を海外に依存しているトルコにとって、電源計画を策定する上で、最も深刻と想定されるリスク要因は、輸入エネルギーの供給途絶、供給量減少、供給価格高騰などであり、国としてエネルギーセキュリティを如何に確保すべきかということが、最も大きな命題である。

このため、国は政府方針として、原子力や再生可能エネルギーなど準国内エネルギーの開発を積極的に進める方針であり、大部分をロシアからの輸入に依存している天然ガスのシェアを徐々に引き下げる方針を示している。

ガスコンバインド火力と輸入石炭火力のどちらを優先的に推進していくかという課題に対しては、両者ともその燃料を輸入に頼らざるを得ないため、エネルギーセキュリティ上のリスクは同等

に負っている。エネルギーセキュリティ上のリスクの回避という点を重視する場合には、どちらか一方に過度に偏らず、供給源の多様化を図っておくのが得策である。

#### (6) 結論

経済性で見ると、輸入石炭火力を優先的に開発していくのが得策である。しかし、石炭火力の開発を増大させると、CO<sub>2</sub>の排出量が増大する。経済性の検討においては、CO<sub>2</sub>の排出量に対するコストは見込んでいないが、将来的には、CO<sub>2</sub>の排出量に応じたコスト負担を求められる可能性があり、その場合には、輸入石炭火力の経済的優位性が減少してくる。さらに、輸入石炭火力の方がガスコンバインド火力よりもSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、煤塵など大気中への排出物が多く、将来、厳しい環境規制を求められた場合には、その対策を実施することにより、コスト増となる可能性がある。

リスク面をみると、国の政策面でも輸入に頼っている天然ガスのシェアを徐々に引き下げ、30%以下にする方針を示しているとおおり、エネルギーセキュリティ上のリスク回避を重視する必要がある。

これらの点を考慮すると、最適な開発シナリオは、輸入石炭火力とガスコンバインド火力を50%ずつ開発する Scenario C か、または輸入石炭火力を75%開発する Scenario B ということになる。

#### (7) その他の考慮事項

本検討では、ベース供給力としての経済性とエネルギーセキュリティに焦点をあて、輸入石炭火力とガスコンバインド火力を比較したものである。ベース供給力としては、このほかに国内炭火力も対象となる。国内炭火力は資源量に限界があるが、エネルギーセキュリティ上のリスクの回避という点では非常に優れているため、輸入石炭火力と同程度のコストで開発可能であれば、輸入石炭火力に優先して積極的に開発していくのが望ましい。

### 6.2.3 ピーク供給力の比較

#### (1) 揚水式水力の設備量と供給力の関係

2021 年以降について、各年の揚水式水力の設備量と供給力の関係を以下に示す。

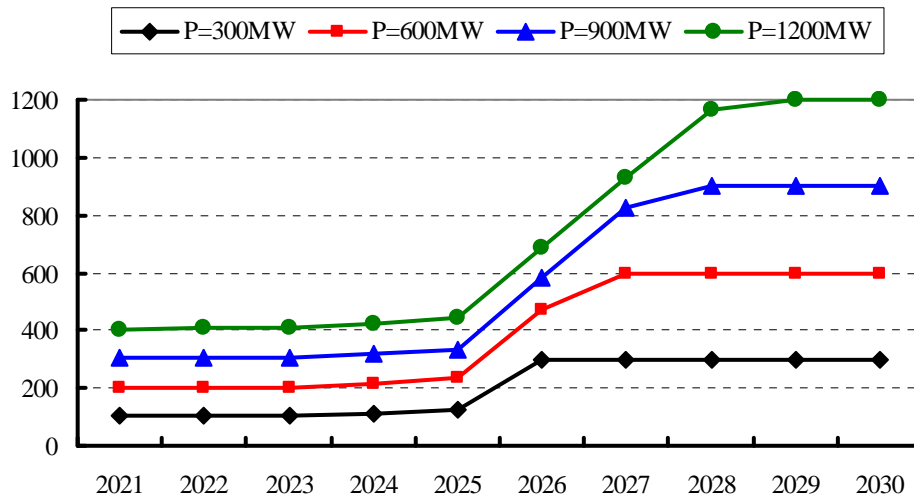


図 6.6 揚水式水力の設備量と供給力の関係

2025 年以前は、揚水式水力の供給力は設備量の 1/3 程度しか期待できない。これは、一般水力あてはめ後の需要形状が関係している。

2025 年と 2029 年における一般水力あてはめ後の需要形状を以下に示す。

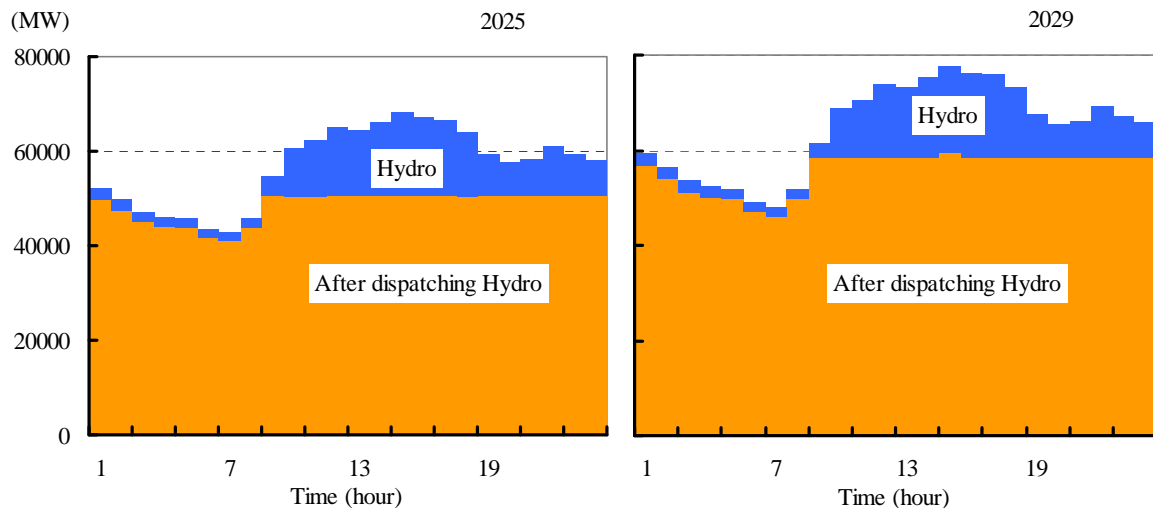


図 6.7 一般水力のあてはめ (2025 年、2029 年)

2025 年では、需要の規模に比較して一般水力の比率が高いため、需要のピーク部分のすべてを一般水力が分担し、一般水力あてはめ後の需要形状が 9 時から 24 時まで完全にフラットになる。さらに、一般水力あてはめ後の需要形状は昼間時間帯と深夜時間帯との差もあまり小さく、揚水可能時間数が少ない。一方、2029 年では一般水力あてはめ後の需要形状が完全にフラットにな

らないため、揚水式水力の供給力として設備量と同量が期待できる。また、昼夜間の格差も大きくなり、揚水可能時間数が増加する。

2025年と2029年において、一般水力あてはめ後の需要形状に1,200MWの揚水式水力をあてはめた結果を以下に示す。

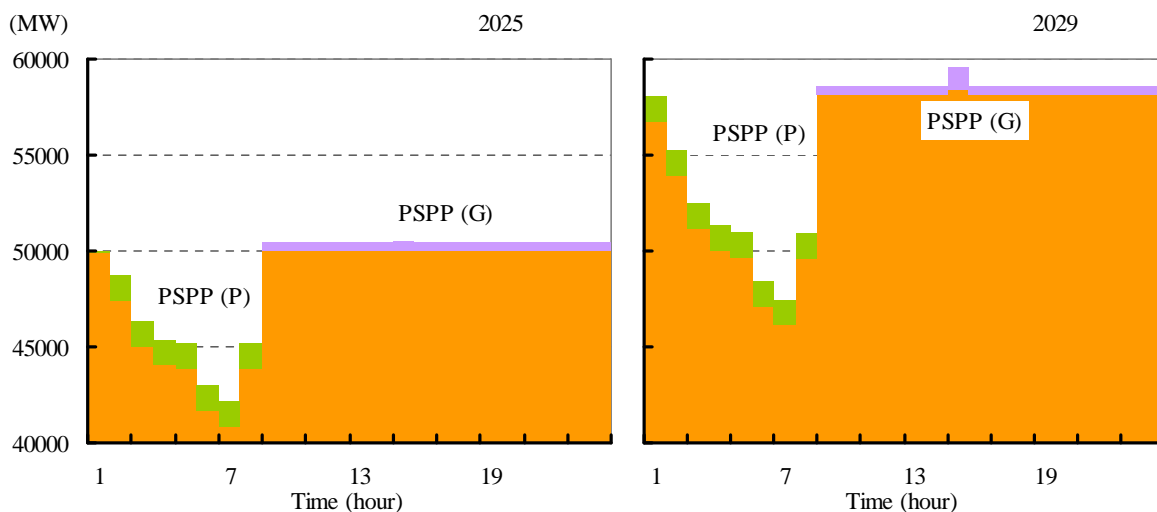


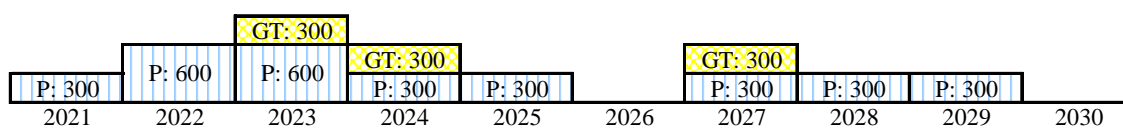
図 6.8 揚水式水力のあてはめ（2025年、2029年）

2025年は、揚水式水力の供給力は設備量の1/3程度である443MWしか期待できないが、2029年には、揚水式水力の供給力は設備量と同量の1,200MWが期待できる。

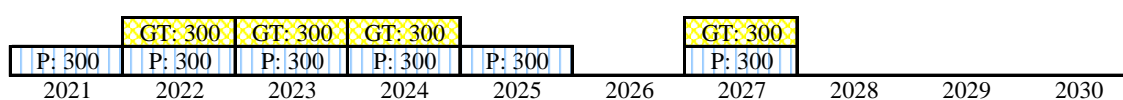
## (2) 開発計画シナリオ

揚水式水力の建設にあたっては、標準的な工程では10年以上の期間がかかると想定されている。(7.2.4 参照) この工程の中には、関係個所との折衝など、かなりの不確定要因が含まれている。このような観点を踏まえ、揚水式水力の最速可能開発時期を2021年とし、揚水式水力とガスタービン火力の開発比率を変化させた以下の5つのシナリオについて、経済性を比較した。

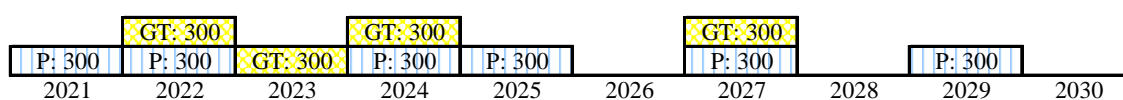
Scenario P1: PSPP Priority



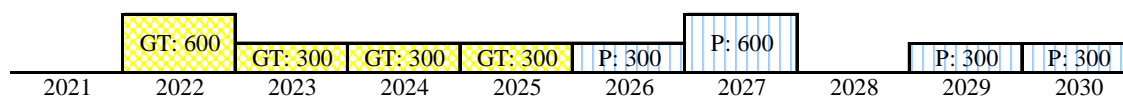
Scenario P2: PSPP Promotion



Scenario P3: Base



Scenario P4: PSPP Delayed



Scenario P5: GT Priority

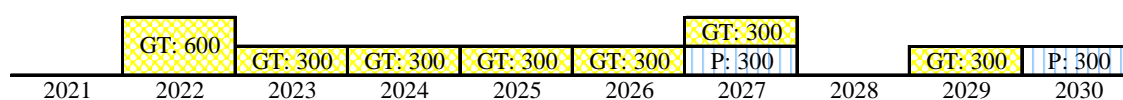


図 6.9 検討シナリオ比較 (ピーク供給力)

## (3) 経済性

5つのシナリオについて、2021年から2030年までの10年間における経費の2021年現在価値をBaseシナリオと比較すると以下のとおりとなる。

表 6.8 2021年現在価値の比較

(Million USD)

|                             | Fixed cost | Fuel cost | Total   |
|-----------------------------|------------|-----------|---------|
| Scenario P1: PSPP Priority  | 230.0      | - 4.7     | 225.2   |
| Scenario P2: PSPP Promotion | 84.9       | 1.3       | 86.2    |
| Scenario P3: Base           | Base       | Base      | Base    |
| Scenario P4: PSPP Delayed   | - 156.7    | 6.4       | - 150.3 |
| Scenario P5: GT Priority    | - 149.0    | 10.3      | - 138.7 |

ピーク供給力として、2025年まではGTを優先的に開発し、2026年以降に揚水式水力を開発するScenario P4が、最も経済的という結果になった。いずれのシナリオにおいても、燃料費の差はあまり大きくないが、固定費の差が大きい。これは、早めに揚水式水力を運転開始するシナリオでは、設備量と同量の供給力が期待できず、同じ供給予備力を確保するためには、より多くの設備開発が必要になることが原因である。つまり、揚水式水力は、設備量と同量の供給力が期待できればGTよりも経済的であり、揚水式水力の開発時期は、設備量と同量の供給力が期待できる2026年以降とするのが得策である。

## (4) その他の考慮事項

本検討では、ピーク供給力としての経済性に焦点をあて、ガスタービンと揚水式水力を比較したものである。ピーク供給力としては、このほかに貯水池式水力も対象となる。ピーク供給力の経済性は、固定費の額に大きく影響を受けるため、貯水池式水力が揚水式水力よりも安いコスト（kW単価）で建設が可能であれば、貯水池式水力を優先して開発していくのが得策となる。ただし、貯水池式水力の池容量があまり大きくない場合には、揚水式水力と同様に、需要の形状によっては、設備量と同量の供給力が期待できない可能性がある。

なお、揚水式水力の開発メリットとして、ピーク供給力以外のオフピーク時における周波数調整機能などを期待して開発を検討する場合には、その機能の価値にもよるが、揚水式水力を2025年以前に開発するのが得策となる可能性もある。

### 6.3 最適電源開発計画の提案

#### (1) 最適開発計画案

前節の検討の結果、以下の開発計画案を2016年から2030年における最適電源計画案として提案する。（2011年から2015年まではTEIASのProjectionにおけるScenario 1と同様）

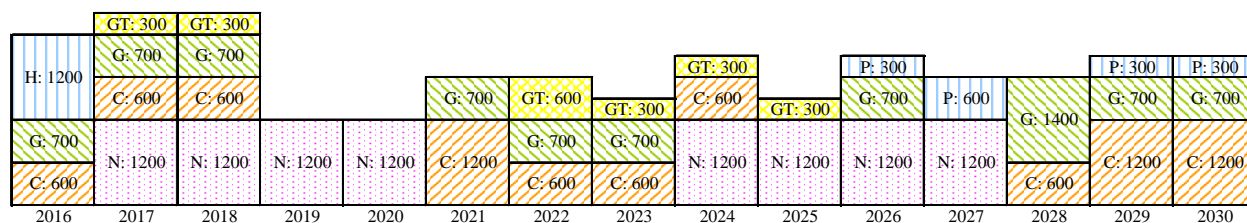


図 6.10 最適開発計画案

なお、このほかに以下の開発を考慮している。

- 風力：毎年 800MW ずつ開発
- 一般水力：毎年 200MW ずつ開発
- 小規模なガス火力：毎年 100MW ずつ開発
- 地熱：5年毎に 100MW ずつ開発

#### (2) 電源構成比率（発電電力量）

最適開発計画案における、電源構成比率（発電電力量）の推移を以下に示す。

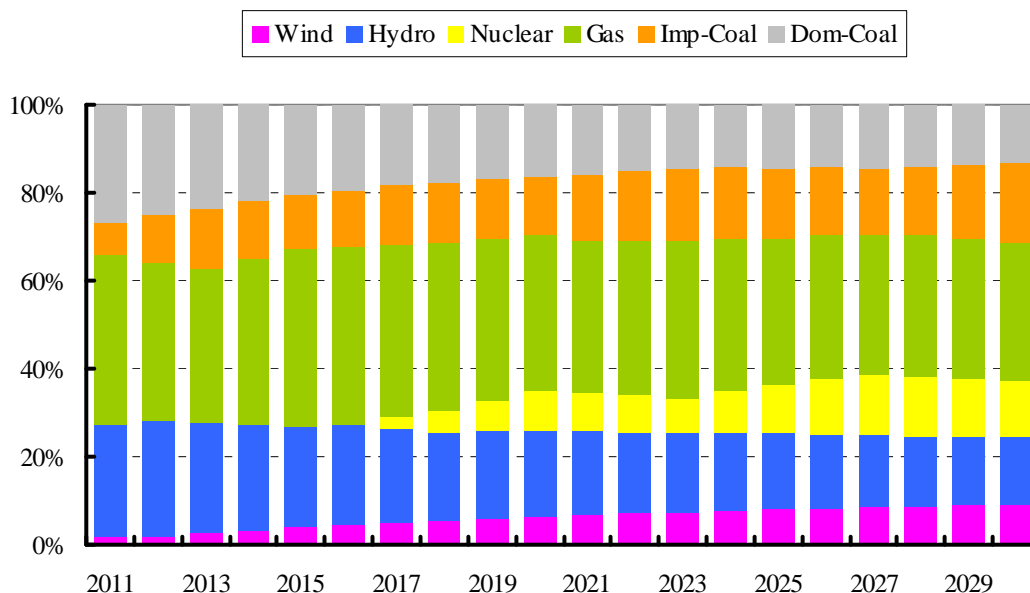


図 6.11 電源構成比率の推移

2030年における電源構成をみると、CO<sub>2</sub>を排出しない準国産エネルギー（原子力+水力+風力）、ガス、石炭（国内炭+輸入炭）がそれぞれ 1/3 ずつ負担し、燃料源の多様化が図れている。

## (3) 発電原価

発電原価の推移を以下に示す。

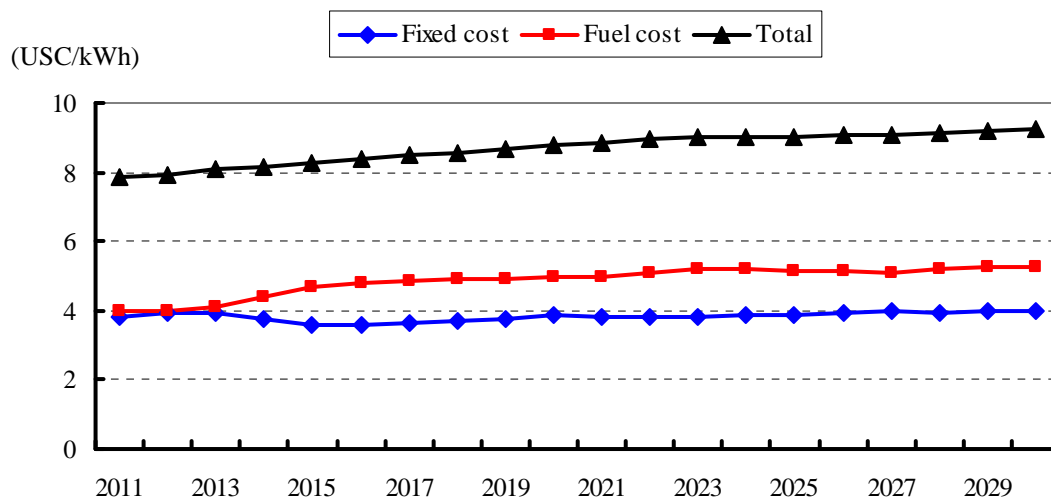


図 6.12 発電原価の推移

固定費は、4 US\$/kWh 程度でほぼ横ばいで推移する。一方、燃料費は、化石燃料単価の上昇に伴い、徐々に増加する。この結果、トータルの発電原価は徐々に増加していき、2030 年では 2011 年よりも 1 US\$/kWh 程度高くなる。

(4) CO<sub>2</sub> 排出量

CO<sub>2</sub> 排出量の推移を以下に示す。

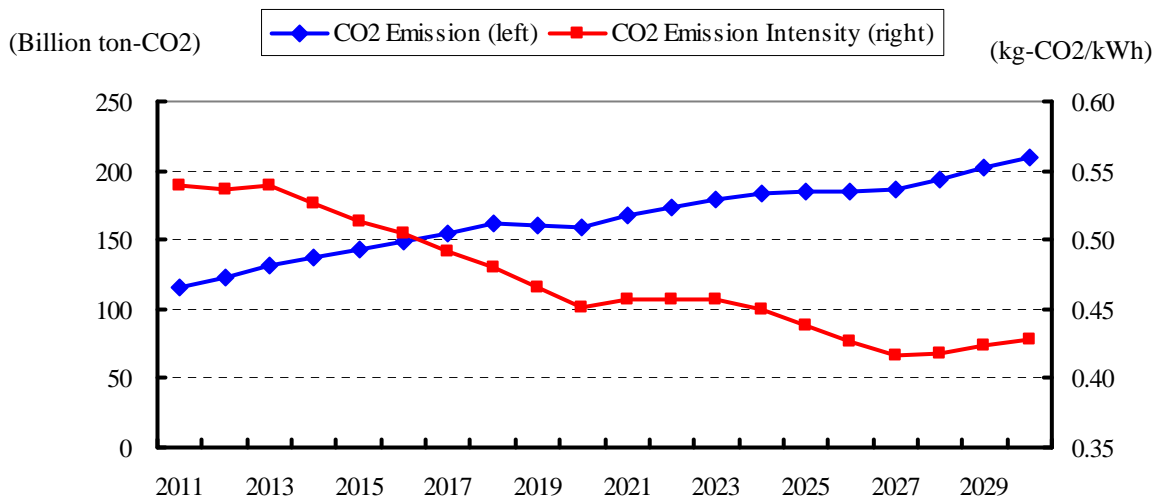


図 6.13 CO<sub>2</sub> 排出量の推移

原子力や風力など CO<sub>2</sub> を全く排出しない電源の開発も行っているが、需要の増加とともに CO<sub>2</sub> 排出量は徐々に増加し、2030 年では 2011 年の 2 倍程度に達する。一方、排出量原単位で見ると、需要の増加率が大きいため、2030 年に向けて徐々に減少する。



## 第7章 揚水式水力発電所の概念設計

### 7.1 優先開発候補地点の最適規模（最適池時間）の検討

優先揚水開発候補地点である Altinkaya PSPP 地点ならびに Gökçekaya PSPP 地点について、1/5,000 地形図に基づき最適開発規模の検討を行い、その結果得られた最適開発規模について概念設計を行う。

#### (1) 最適開発規模の評価手法

最適開発規模の経済性評価は、ガスタービン(GT)火力を代替電源とした経済計算 (B/C 手法) により行った。

B/C 手法は、揚水水力発電所開発に要する総費用を Cost (C) と、代替電源のガスタービン火力発電所を開発した場合に要する総費用を Benefit (B) とし、その比率 (B/C) を経済的な指標とするものである。今回の Cost 及び Benefit 算出には、下記の式を適用した。

$$C = C1 + C2$$

$$= P_p \times I_p \times a_p + P_p \times H \times F_p / \eta_p$$

ここに、C1；揚水発電所の発電経費

C2；揚水動力費

$I_p$ ；揚水発電所の kW 当たり建設単価

$a_p$ ；年経費率（資本回収率＋O&M 年経費率）

$P_p$ ；最大出力

$H$ ；年間等価ピーク運転継続時間（800hr）

$F_p$ ；揚水動力に要す燃料単価（石炭）

$\eta_p$ ；揚水発電総合効率（70%）

$$B = B1 + B2$$

$$= Y_A \times I_A \times a_A \times \alpha_1 + P_p \times H \times F_A \times \alpha_2$$

ここに、B1；代替電源の kW 価値

B2；代替電源の kWh 価値

$Y_A$ ；有効出力（設備出力－潜在出力）

$I_A$ ；代替電源の kW 当たり建設単価

$a_A$ ；代替電源の年経費率（資本回収率＋O&M 年経費率）

$\alpha_1$ ；kW 補正率（代替電源と揚水発電との供給信頼度の差（保守点検期間、事故率、所内電力、送変電ロス）を補正）、1.21 を使用。

$H$ ；等価ピーク運転継続時間（800hr）

$F_A$ ；代替電源の kWh 当り燃料単価（ガスタービン）

$\alpha_2$ ；kWh 補正率（代替電源と揚水発電との供給信頼度の差（所内電力量、送変電ロス）を補正）、1.03 を使用。

## (2) 潜在出力

揚水発電所の日運用は、ピーク運転時間や揚水動力に使用するオフピーク時の発電能力の影響を受け、常時最大出力で稼働出来るとは限らない。従って、設備出力に余裕があっても限界日量不足の場合は、最大出力で運転したのでは需給上必要な運転時間を満足させることが出来ず、部分負荷運転を行うことになる。一般に、この場合の出力低下を潜在出力と呼び、この潜在出力を考慮して経済性の比較検討を実施する必要がある。

潜在出力は、系統運用上に必要なピーク継続時間ならびに池時間（最大出力で継続して運転できる時間）に大きく依存する。したがって、4.6.2 で詳述する運用シミュレーションにより求めた、系統運用上に必要なピーク継続時間7時間を用いて、以下の式により有効出力を算出する。

$$Y_A = P_P \times h / (\text{ピーク継続時間} = 7 \text{ hr}) \quad (h < 7 \text{ hr})$$

$$= P_P \quad (h \geq 7 \text{ hr})$$

ここに、 $Y_A$ ；有効出力（設備出力－潜在出力）

$P_P$ ；最大出力

$h$ ；池時間（6, 7, 8 hr）

## (3) 入力条件

最適開発規模の経済比較にあたっては、固定費として金利、減価償却費およびO&Mコスト、可変費としては燃料費(2020年価格)を使用した。また、燃料費の算定に当たっては、代替電源のガスタービン火力発電所、揚水動力として使用する石炭火力発電所の利用率毎の熱効率を考慮した。検討に使用した設定条件を表7.1に示す。

表 7.1 設定条件

| 電源     | 建設単価        | 耐用年数 | O&M年経費率 | 燃料費         |
|--------|-------------|------|---------|-------------|
| 揚水     |             | 40   | 1.0%    | 石炭火力        |
| ガスタービン | 500USD/kW   | 20   | 5.0%    | 14.1USC/kWh |
| 石炭     | 1,600USD/kW | 20   | 3.5%    | 3.6USC/kWh  |

## (4) 検討ケースと解析結果

## (a) Altinkaya PSPP 地点

揚水発電所の規模決定は、特に設備出力と池時間が重要なファクターとなることから、設備出力および池時間をパラメータとして、表7.2に示す9ケースの検討を行った。

表 7.2 最適規模の比較検討ケース (Altinkaya PSPP)

| Max Capacity (MW) | Operation Hour (hr) | Active Storage ( $10^6 \text{ m}^3$ ) | Effective Head (m) | Turbine Discharge ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) | Upper Dam            |            | Lower Dam  | Underground Structure |                |                   |
|-------------------|---------------------|---------------------------------------|--------------------|---|----------------------|------------|------------|-----------------------|----------------|-------------------|
|                   |                     |                                       |                    |   | HWL<br>LWL<br>(EL.m) | Height (m) |            | HWL<br>LWL<br>(EL.m)  | Tunnel Dia (m) | Penstock Dia. (m) |
| 1,000             | 6                   | 4.5                                   | 592                | 206   | 817<br>800           | 67         | 190<br>160 | 6.5                   | 3.7            | 162               |
|                   | 7                   | 5.2                                   | 592                | 206   | 819<br>800           | 69         |            |                       |                |                   |
|                   | 8                   | 6.0                                   | 592                | 206   | 821<br>800           | 71         |            |                       |                |                   |
| 1,400             | 6                   | 6.1                                   | 604                | 280   | 822<br>801           | 72         |            | 7.5                   | 4.3            | 215               |
|                   | 7                   | 7.1                                   | 604                | 280   | 825<br>801           | 75         |            |                       |                |                   |
|                   | 8                   | 8.1                                   | 604                | 280   | 827<br>801           | 77         |            |                       |                |                   |
| 1,800             | 6                   | 7.6                                   | 611                | 350   | 827<br>802           | 77         |            | 8.4                   | 4.8            | 266               |
|                   | 7                   | 8.9                                   | 611                | 350   | 829<br>802           | 79         |            |                       |                |                   |
|                   | 8                   | 10.1                                  | 611                | 350   | 831<br>802           | 81         |            |                       |                |                   |

各検討ケースの kW 当たりの建設コストを表 7.3, 図 7.1 に示す。

kW 当たりの建設コストは、663USD/kW から 946USD/kW の間を変化し、スケールメリットにより開発規模が大きくなれば小さくなる。また、池時間による差は開発規模によらず、2~5USD/kW と小さい。

表 7.3 kW 当たりの建設コスト検討結果

| Peak Duration                                    | 6hr   |       |       | 7hr   |       |       | 8hr   |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|  | 1,000 | 1,400 | 1,800 | 1,000 | 1,400 | 1,800 | 1,000 | 1,400 | 1,800 |
| Total project cost ( $\times 10^6 \text{ USD}$ ) | 942   | 1,067 | 1,193 | 944   | 1,070 | 1,201 | 946   | 1,078 | 1,209 |
| Construction unit cost (USD/kW)                  | 942   | 762   | 663   | 944   | 765   | 667   | 946   | 770   | 671   |

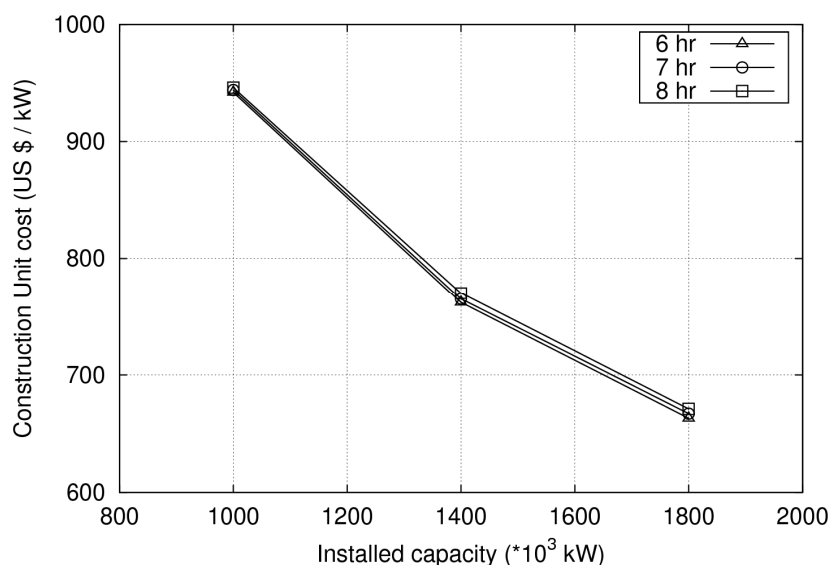


図 7.1 設備出力と kW 当たりの建設単価の関係

## (b) Gökçekaya PSPP 地点

揚水発電所の規模決定は、特に設備出力と池時間が重要なファクターとなることから、設備出力および池時間をパラメータとして、以下に示す 8 ケースの検討を行った。

表 7.4 最適規模の比較検討ケース (Gökçekaya PSPP)

| Max Capacity (MW) | Operation Hour (hr) | Active Storage (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) | Effective Head (m) | Turbine Discharge (m <sup>3</sup> /s) | Upper Dam            |            | Lower Dam    | Underground Structure |                |                   |  |     |
|-------------------|---------------------|--|--------------------|---------------------------------------|----------------------|------------|--------------|-----------------------|----------------|-------------------|--|-----|
|                   |                     |  |                    |                                       | HWL<br>LWL<br>(EL.m) | Height (m) |              | HWL<br>LWL<br>(EL.m)  | Tunnel Dia (m) | Penstock Dia. (m) | P.S Volume (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) |     |
| 1,000             | 6                   | 6.9  | 376.5              | 316                                   | 800<br>780           | 25         | 389<br>377.5 | 7.9                   | 4.5            | 195               |  |     |
|                   | 7                   | 8.0  | 376.5              | 316                                   | 800<br>778           | 27         |              |                       |                |                   |  |     |
|                   | 8                   | 9.2  | 376.5              | 316                                   | 800<br>775           | 30         |              |                       |                |                   |  |     |
| 1,200             | 6                   | 8.1  | 378.5              | 372                                   | 800<br>777           | 28         |              | 389<br>377.5          | 8.6            | 4.9               | 226  |     |
|                   | 7                   | 9.4  | 378.5              | 372                                   | 800<br>774           | 31         |              |                       |                |                   |  |     |
|                   | 8                   | 10.8   | 378.5              | 372                                   | 800<br>770           | 35         |              |                       |                |                   |  |     |
| 1,400             | 6                   | 9.3  | 379.5              | 428                                   | 800<br>774           | 31         |              |                       | 389<br>377.5   | 9.2               | 5.3  | 266 |
|                   | 7                   | 10.8   | 379.5              | 428                                   | 800<br>770           | 34         |              |                       |                |                   |  |     |
|                   | 8                   | 12.4   | 379.5              | 428                                   | -<br>-               | -<br>-     |              |                       |                |                   |  |     |

\*) 1,400MW, 8hr のケースは、上ダムの有効貯水量が確保出来ない。

各検討ケースのkW当たりの建設コストを表7.5、図7.2に示す。

kW当たりの建設コストは、768USD/kWから944USD/kWの間を変化し、スケールメリットにより開発規模が大きくなれば小さくなる。また、池時間による差は開発規模によらず、5~20USD/kWと小さい。

表7.5 kW当たりの建設コスト検討結果

| Peak Duration                              | 6hr   |       |       | 7hr   |       |       | 8hr   |       |       |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|  | 1,000 | 1,200 | 1,400 | 1,000 | 1,200 | 1,400 | 1,000 | 1,200 | 1,400 |
| Total project cost<br>( $\times 10^6$ USD) | 931   | 1,002 | 1,075 | 936   | 1,009 | 1,099 | 944   | 1,033 | -     |
| Construction unit cost<br>(USD/kW)         | 931   | 835   | 768   | 936   | 841   | 785   | 944   | 861   | -     |

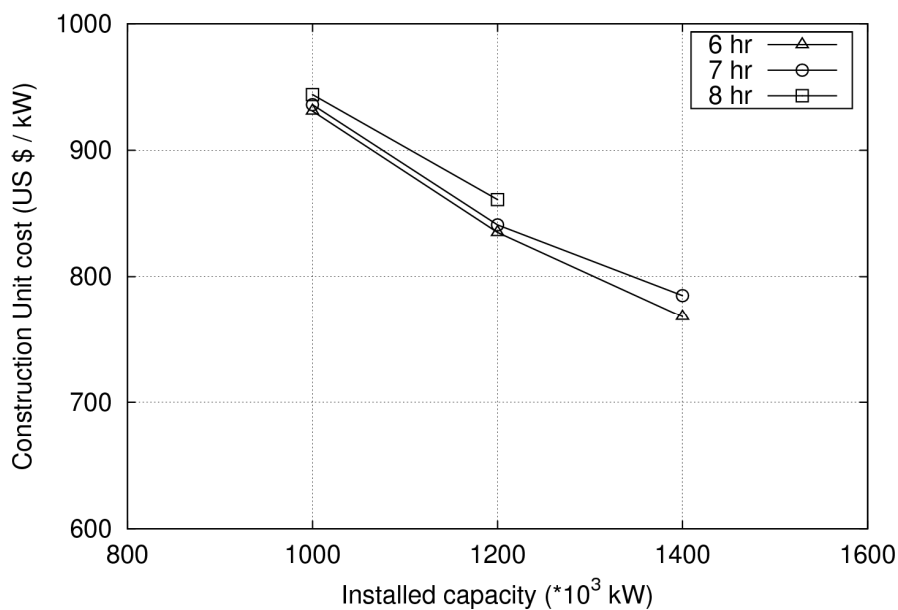


図7.2 設備出力とkW当たりの建設単価の関係

## (5) 最適開発規模の検討結果

## (a) Altinkaya PSPP 地点

各検討ケースにおける B/C および B-C を表 7.6, 図 7.3 に示す。

表 7.6 最適開発規模の検討結果

Unit : mil.USD

| Peak Duration         | 6hr   |       |       | 7hr   |       |       | 8hr   |       |       |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Output (MW)           | 1,000 | 1,400 | 1,800 | 1,000 | 1,400 | 1,800 | 1,000 | 1,400 | 1,800 |
| Effective Output (MW) | 857   | 1,200 | 1,543 | 1,000 | 1,400 | 1,800 | 1,000 | 1,400 | 1,800 |
| Benefit (B)           | 203.1 | 284.3 | 365.5 | 217.5 | 304.5 | 391.5 | 217.5 | 304.5 | 391.5 |
| Cost (C)              | 146.9 | 177.4 | 208.0 | 147.1 | 177.8 | 208.8 | 147.3 | 178.6 | 209.6 |
| B/C                   | 1.38  | 1.60  | 1.76  | 1.48  | 1.71  | 1.87  | 1.48  | 1.70  | 1.87  |
| B-C                   | 56.2  | 106.9 | 157.5 | 70.4  | 126.7 | 182.7 | 70.2  | 125.9 | 181.9 |

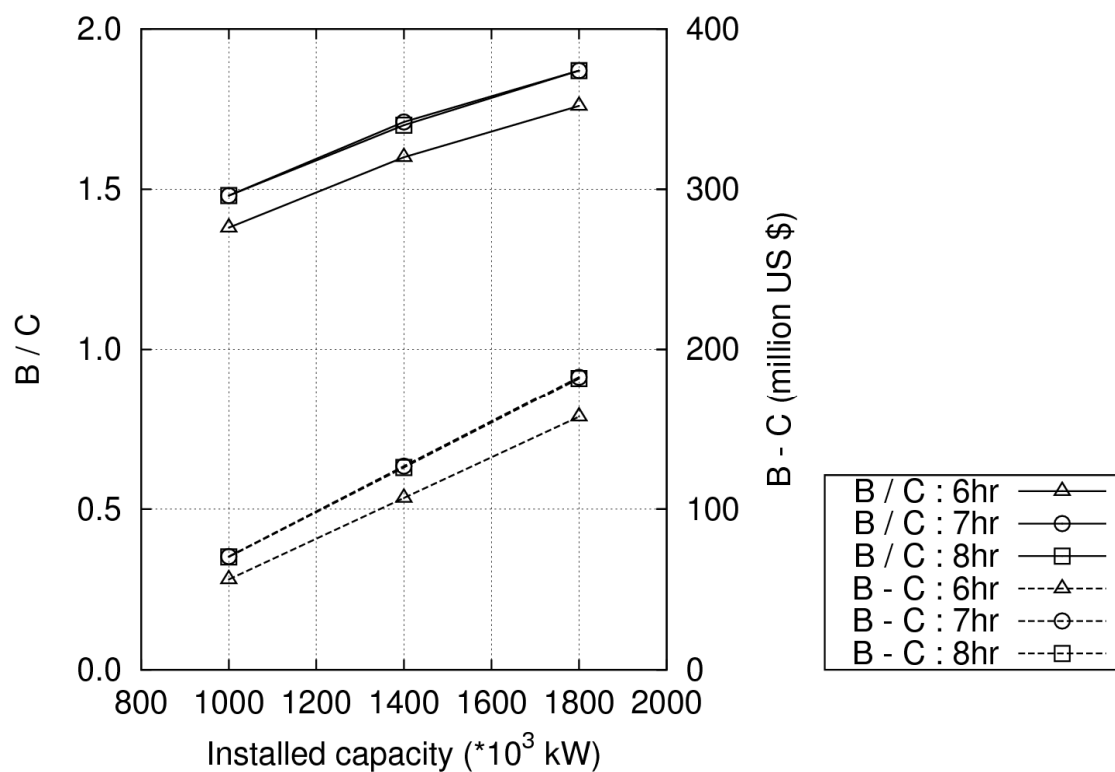


図 7.3 設備出力と B/C および B-C の関係

上記の結果、Altinkaya PSPP 地点においては、設備出力 1,800MW(450MW×4 台)、池時間 7hr のケースが、B/C が 1.87 で最も経済的であることから、最適開発規模となった。

## (b) Gökçekaya PSPP 地点

各検討ケースにおける B/C および B-C を表 7.7、図 7.4 に示す。

表 7.7 最適開発規模の検討結果

Unit : mil.USD

| Peak Duration         | 6hr   |       |       | 7hr   |       |       | 8hr   |       |       |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Output (MW)           | 1,000 | 1,200 | 1,400 | 1,000 | 1,200 | 1,400 | 1,000 | 1,200 | 1,400 |
| Effective Output (MW) | 857   | 1,029 | 1,200 | 1,000 | 1,200 | 1,400 | 1,000 | 1,200 | 1,400 |
| Benefit (B)           | 203.1 | 243.7 | 284.3 | 217.5 | 261.0 | 304.5 | 217.5 | 261.0 |       |
| Cost (C)              | 145.7 | 161.9 | 178.3 | 146.2 | 162.7 | 181.0 | 147.1 | 165.4 |       |
| B/C                   | 1.39  | 1.51  | 1.59  | 1.49  | 1.60  | 1.68  | 1.48  | 1.58  |       |
| B-C                   | 57.4  | 81.8  | 106.0 | 71.3  | 98.4  | 123.5 | 70.4  | 95.7  |       |

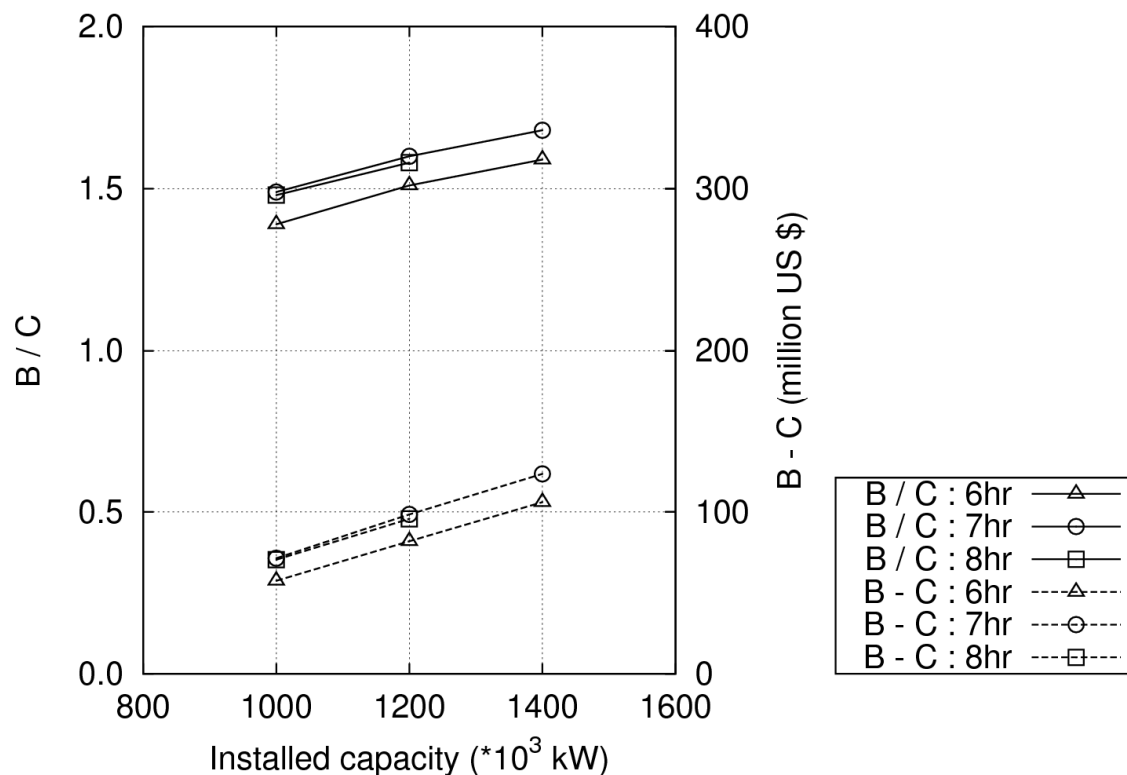


図 7.4 設備出力と B/C および B-C の関係

上記の結果、Gökçekaya PSPP 地点においては、設備出力 1,400MW(350MW×4 台)、池時間 7hr のケースが、B/C が 1.68 で最も経済的であることから、最適開発規模となった。

## 7.2 Altinkaya 地点概念設計

Altinkaya PSPP 地点について、概念設計を実施した結果の計画諸元を表 7.8 に、また計画および縦断図を図 7.5、図 7.6 に示す（詳細図は添付資料 7-2 参照）。

概念設計の詳細は、以下のとおりである。

### 7.2.1 発電計画の設計

発電計画は、各種の揚水発電所設備の設計条件にあたる重要な検討事項であるが、構造物の設計によって発電所計画諸元も変わることから、最適計画とするためには常に見直しをかけながら進める必要がある。

本概念設計に当たっては、図 7.7 に示すフローに従い、1/5,000 地形図を基に実施し、表 7.8 に示す計画諸元を決定した。





図 7.5 Altunkaya PSPP 一般平面図

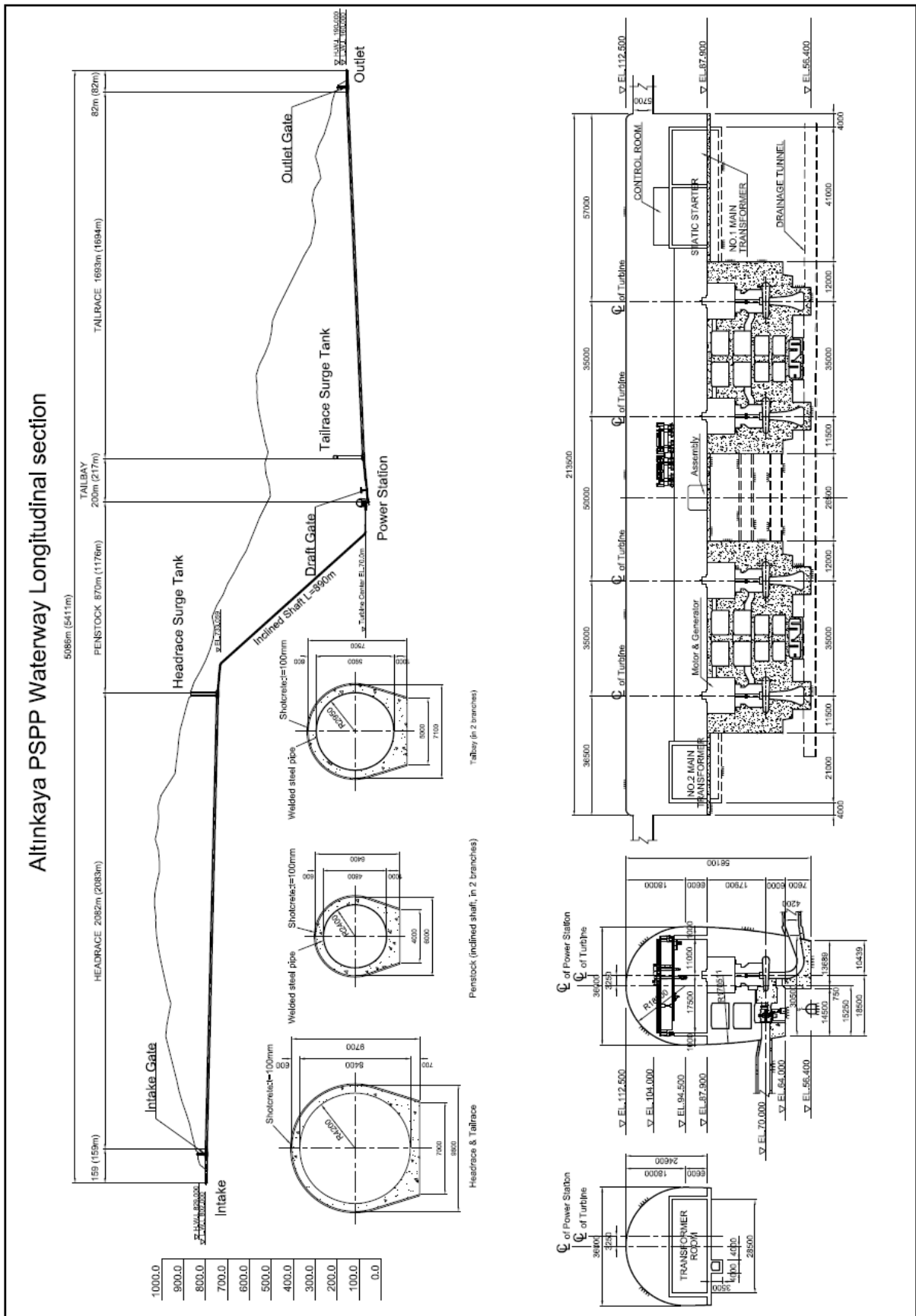


図 7.6 Altinkaya PSPP 水路縦断面図

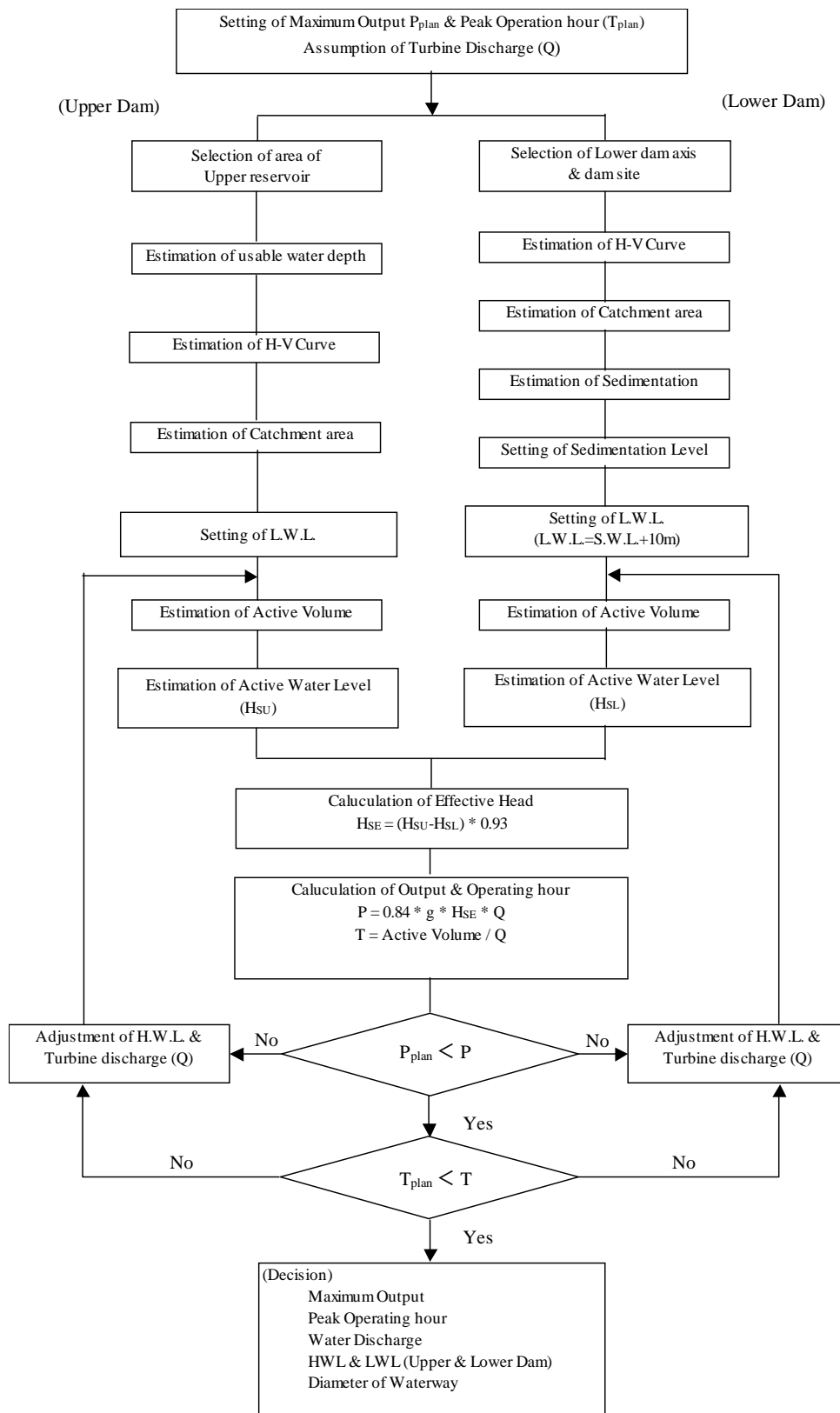


図 7.7 発電計画の検討フロー

表 7.8 Altinkaya PSPP 地点の計画諸元

| Description                  |                              | Unit               | Altinkaya PSPP     |                            |
|------------------------------|------------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------|
| General                      | Installed Capacity           | P                  | MW                 | 1,800                      |
|                              | Designed Discharge           | Qd                 | m <sup>3</sup> /s  | 350                        |
|                              | Effective Head               | Hd                 | m                  | 611                        |
|                              | Peak Duration Time           |                    | hrs                | 7                          |
| Upper Dam and Reservoir      | Type                         |                    |                    | Concrete Gravity Dam       |
|                              | Height                       | H                  | m                  | 79                         |
|                              | Crest Length                 | L                  | m                  | 330                        |
|                              | Dam (Bank) Volume            | V                  | m <sup>3</sup>     | 467,000                    |
|                              | Excavation Volume            | Ve                 | m <sup>3</sup>     | 341,000                    |
|                              | Reservoir Area               | Ra                 | km <sup>2</sup>    | 0.5                        |
|                              | Catchment Area               | Ca                 | km <sup>2</sup>    | 60.6                       |
|                              | H.W.L                        |                    | m                  | 829                        |
|                              | L.W.L                        |                    | m                  | 802                        |
|                              | Usable Water Depth           |                    | m                  | 27                         |
| Effective Reservoir Capacity |                              | mil.m <sup>3</sup> | 8.9                |                            |
| Lower Dam and Reservoir      | H.W.L                        |                    | m                  | 190                        |
|                              | L.W.L                        |                    | m                  | 160                        |
|                              | Usable Water Depth           |                    | m                  | 30                         |
|                              | Effective Reservoir Capacity |                    | mil.m <sup>3</sup> | 2,892                      |
| Waterway                     | Intake                       | L(m) x n           | m                  | Open 60 x 1, Tunnel 99 x 1 |
|                              | Headrace                     | L(m) x n           | m                  | 2,083 x 1                  |
|                              | Penstock                     | L(m) x n           | m                  | 1,066 x 2 , 110 x 4        |
|                              | Tailbay                      | L(m) x n           | m                  | 105 x 4 , 112 x 2          |
|                              | Tailrace                     | L(m) x n           | m                  | 1,694 x 1                  |
|                              | Outlet                       | L(m) x n           | m                  | Tunnel 37 x 1, Open 45 x 1 |
|                              | Total Length                 | Lt                 | m                  | 5,411                      |
| Powerhouse                   | Type                         |                    |                    | Egg-shape (Underground)    |
|                              | Overburden                   |                    | m                  | 437                        |
|                              | Height                       |                    | m                  | 56.1                       |
|                              | Width                        |                    | m                  | 36                         |
|                              | Length                       |                    | m                  | 213.5                      |
|                              | Cavern Volume                |                    | m <sup>3</sup>     | 266,000                    |
| Turbine                      | Type                         |                    |                    | Single-Stage Francis       |
|                              | Number                       |                    | unit               | 4                          |
|                              | Unit generating capacity     |                    | MW                 | 450                        |

## 7.2.2 発電設備主要構造物の設計

### (1) 土木構造物の設計

#### (a) 上部ダムおよび貯水池

地質が良好であるが、堤体材料の貯存量が不明であることを考慮し、上部ダムの形式は原石使用量が少ない重力式コンクリートダムとした。ダム建設中は転流工を設けることとし、30年確率洪水量（ $80\text{m}^3/\text{s}$ ）を安全に流下させられる計画とした。また、運転開始後は、 $500\text{m}^3/\text{s}$ の洪水吐と $50\text{m}^3/\text{s}$ の放流設備により、大小の洪水処理を行う計画とした。

調整池の容量は、必要有効貯水量が $8.9 \times 10^6 \text{m}^3$ であることから、H.W.Lを829mとし、利用水深を27mとして設計した。なお、ダム・導水路の建設に伴う残土を効率的に処理するため、調整池内に約500千 $\text{m}^3$ の土捨場を設けた。これはダム建設区域の仮締切としても機能する。調整池の水位容量曲線を以下に示す。

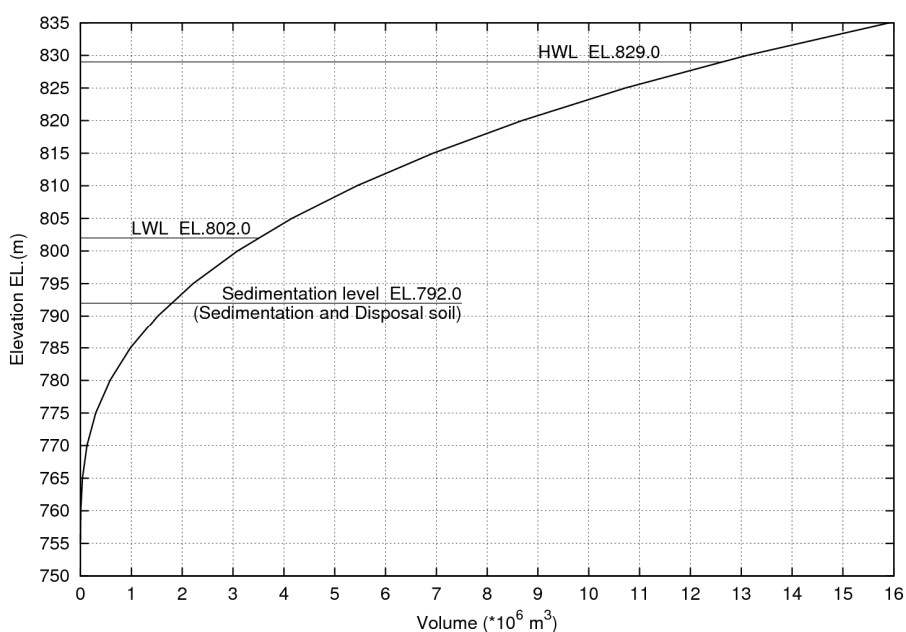


図 7.8 上部調整池の水位容量曲線

#### (b) 取水口

取水口は、揚水発電所の取水口として一般的な側方型を採用する。調整池内の尾根線に沿って配置し、形状は取水時平均流速 $<1\text{m/s}$ となるよう設計した。また、敷高は堆砂位 $+1\text{m}$ のEL.793m、開口高は水路長と同じ $8.4\text{m}$ とした。L.W.Lは開口高 $+0.6\text{m}$ に設定しEL.802mとした。また、高さ $1.5\text{m}$ の渦防止桁を設けた。

#### (c) 水路ならびに地下発電所

一般的に、水路ルートは地形や地質条件を基に、取水口と放水口を最短ルートで結ぶことが経済的であるが、本地点では以下のような制約があった。

○取水口南東側の集落の地下は避ける必要がある。

○放水口は仮締切を設置しやすい入江部とする。

条件を満足するためには水路に曲がり部が必要であった。取放水口における偏流を回避するため、取放水口からそれぞれ 30D 以上の距離を確保した位置に曲がり部を設定した。曲がり部は施工性を考慮して R-300m とした。

また、圧力トンネルとなることから、構造は応力的に有利な円形水路とする。

#### 1) 導水路

導水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 8.4m とした。

- ・ 導水路トンネル延長は約 2,100m で掘削断面は高さ 9.8m の馬蹄形である。
- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良と覆工コンクリートへのプレストレス効果を期待し、コンソリデーショングラウトを計画する。

#### 2) 導水路水槽

導水路水槽は導水路と鉄管路の接合部に設置する計画とし、地表の尾根部に水槽の天端が出るように配置した。アッパーサージを上部調整池 H.W.L+40m とし、サージ計算により水槽径を 15m、制水口径を 4.5m とした。また、水路は導水路水槽において 2 条に分岐する構造とした。

#### 3) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで勾配 10%、それ以降は掘削ずりの安息角を考慮した傾斜角 48 度の斜坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。水平部で 2 条から 4 条に分岐し、接続部を設けて入口弁と接続させる。接続部以外の水圧管路内の平均最大流速は日本での実績を踏まえ 10.0m/s とし、接続部は 20.0m/s とした。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 2 条部水圧管路トンネル延長は約 1,070m で、掘削断面は高さ 6.5m の馬蹄形である。管路の内径は 4.8m である。
- ・ 4 条部水圧管路トンネル延長は約 85m で、掘削断面は高さ 5.1m の馬蹄形である。管路の内径は 3.4m である。
- ・ 接続部の延長は 25m で、掘削断面は高さ 4.1m の馬蹄形である。管路の内径は 2.4m である。

#### 4) 地下発電所

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないことを条件に空洞位置を選定した。

空洞形状については日本での実績から、空洞周辺地山の安定上、力学的に優位な卵型とした。空洞規模については、既往実績と電気関係機器を設置する条件を満たした設計とした。諸元は以下のとおりである。

|        |   |                        |
|--------|---|------------------------|
| Width  | : | 36.0 m                 |
| Height | : | 56.1 m                 |
| Length | : | 213.5 m                |
| Volume | : | 266,000 m <sup>3</sup> |

また、地下発電所に必要な恒久トンネルとして、機器搬入坑(2,560m)、ケーブル坑(1,580m)およびドレーン坑(1,350m)などを 1/5,000 地形図に基づき計画した。

#### 5) 放水庭

放水庭はドラフトチューブから放水路水槽までとし、ドラフトゲートの上部の機器搬入坑の横にドラフトゲート・チャンバーを設ける。また、管路は放水庭内で 4 条から 2 条に合流し、放水路水槽に接続する。詳細は以下のとおりである。

- ・ 4 条部は延長約 105m で、水平部の掘削断面は高さ 5.9m の馬蹄形である。管路の内径は 4.2m である。
- ・ 2 条部は延長約 110m で、掘削断面は高さ 7.6m の馬蹄形である。管路の内径は 5.9m である。
- ・ 水撃圧に耐える構造とするため、内張管を設置した。

#### 6) 放水路水槽

放水路水槽は放水庭と放水路との接合部に設置する計画とし、地下のため制水口式に水室を併用することとした。よってアップサージによる制約はなくなり、設計においてはダウンサージを下部調整池 L.W.L-60m とし、サージ計算により水槽内径を 10m、制水口径を 4.5m とした。また、水路は放水路水槽において 1 条に合流する構造とした。

#### 7) 放水路

放水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 8.4m とした。

- ・ 導水路トンネル延長は約 1,700m で掘削断面は高さ 9.8m の馬蹄形である。
- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良と覆工コンクリートへのプレストレス効果を期待し、コンソリデーショングラウトを計画する。

#### (d) 放水口

放水口は、揚水発電所の放水口として一般的な側方型を採用し、調整池内の尾根線に沿って配置した。既設調整池に設置することから、仮締切を極力小さくするため放水口も小さくする必要がある。通常放水口の設計は対岸流速が支配的であるが、このケースでは対岸は護岸等の補強を施すこととし、形状は取水時平均流速 < 1m/s を確保できる大きさに留めた。また、天端は L.W.L-0.5m とし、高さ 1.5m の渦防止桁を設けた。

## (2) 発電機器の設計（電気部門）

## (a) ポンプ水車

Altunkaya 地点の最適開発規模は、有効落差約 610m、単機出力 450MW であることから、水車発電機の形式は、図 7.9 より単段フランシス型を採用することとした。

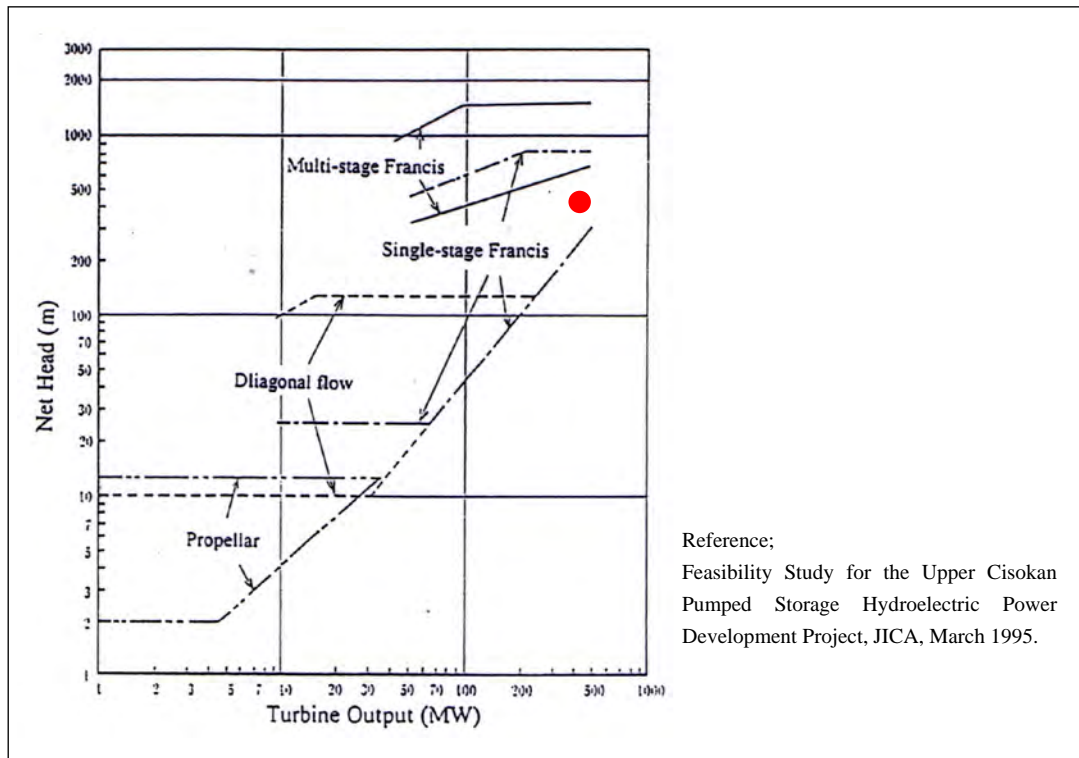


図 7.9 ポンプ水車の選定基準実績

ポンプ水車の回転速度は図 7.10 に示されるとおり、制作限界によって決定される。Altunkaya 地点の主機回転速度は、機器のコンパクト化による経済性向上を考慮して、 $500\text{min}^{-1}$ を採用した。



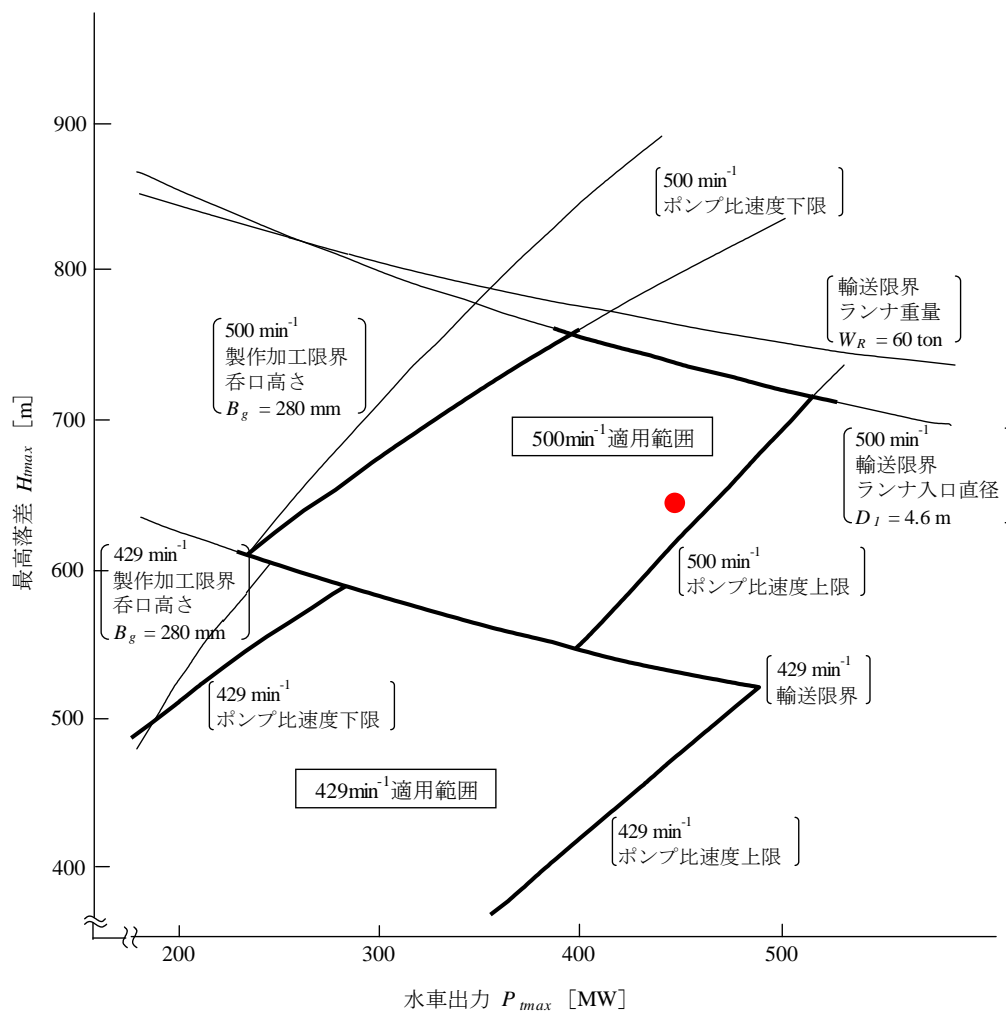


図 7.10 ポンプ水車の制作限界図

ポンプ水車の主要特性については、上部・下部調整池水位および損失水頭の条件をもとに、以下の算出過程によって設計した。

1) 検討条件

- i) 上部調整池最高水位  $UUWL$  [m]
- ii) 上部調整池基準水位  $UNWL$  [m]
- iii) 上部調整池最低水位  $ULWL$  [m]
- iv) 下部調整池最高水位  $LUWL$  [m]
- v) 下部調整池基準水位  $LNWL$  [m]
- vi) 下部調整池最低水位  $LLWL$  [m]
- vii) 損失水頭  $H_L$  [m]

## 2) 静落差

- i) 最高静落差  $H_{stmax} = UHWL - LLWL$  [m]
- ii) 基準静落差  $H_{stnor} = UNWL - LNWL$  [m]
- iii) 最低静落差  $H_{stmi} = ULWL - LHWL$  [m]

## 3) ポンプ水車および発電電動機の入出力

- i) 発電機定格容量  $P_{gu}$

$$P_{gu} = \frac{P_{gmax}}{p_{fg}} \quad [\text{MVA}]$$

ここで、

$P_{gmax}$  : 発電機最大出力 [MW]

$p_{fg}$  : 発電機力率 90 [%] (東京電力における例)

- ii) 水車最大出力  $P_{tmax}$

$$P_{tmax} = \frac{P_{gmax}}{\eta_{gmax}} \quad [\text{MW}]$$

ここで、

$\eta_{gmax}$  : 発電機効率 [%] (500min<sup>-1</sup>機の実績より算出)

- iii) 電動機最大出力  $P_{mmax}$

$$P_{mmax} = P_{gu} \times p_{fm} \times \eta_{mmax} \quad [\text{MW}]$$

ここで、

$p_{fm}$  : 電動機力率 95 [%] (東京電力における例)

$\eta_{mmax}$  : 電動機効率 [%] (500min<sup>-1</sup>機の実績より算出)

- iv) ポンプ最大軸入力  $P_{pmax}$

ポンプ最大軸入力には電動機最大出力に対して 2.5%の余裕をとる。

$$P_{pmax} = P_{mmax} \times 0.975 \quad [\text{MW}]$$

- v) 発電使用流量

基準有効落差  $H'_{mor}$  および水車比速度  $n_s$  の想定値を求める。

$$H'_{mor} = H_{stnor} - H_L \quad [\text{m}]$$

$$n_s = N \times \frac{P_{tmax}^{\frac{1}{2}}}{H'_{mor}^{\frac{5}{4}}}$$

既設揚水発電所の  $ns-\eta t$  特性から求められた  $H'_{mor}$  時の水車効率  $\eta_{t(Hmor, Pmax)}$  を使用し、基準落差における使用流量の想定値  $Q'_{mor}$  を算出する。

$$Q'_{mor} = \frac{P_{max}}{9.8 \times H'_{mor} \times \eta_{t(Hmor, Pmax)}}$$

#### 4) ポンプ水車の特性

3) で求めたポンプ水車の基本諸元と既設揚水発電所の実績により、有効落差／全揚程、流量／揚水量、出力／軸入力、および水車効率／ポンプ効率について、それぞれ最大、基準、最小値を算出する。

#### 5) キャビテーション係数 $\sigma$ 、吸出し高さ $H_s$

水圧管路内の圧力はランナ出口付近で最も低くなり、この圧力が飽和蒸気圧近くまで低下するとランナ内にキャビテーションが発生する。キャビテーションの起こり易さの目安として、次式で定義される有効吸出し水頭 ( $NPSH$ ) が使われる。

$$NPSH = (-H_s + \frac{v_2^2}{2g} + H_a - A) - H_v$$

ここで、

$H_s$ : 吸出し高さ [m]

$A$ : ランナ指定位置と水車の指定位置との標高差 [m]

$v_2$ : 吸出し管出口の断面平均速度 [m/s]

$H_a$ : 大気圧 [m]

$H_v$ : 飽和蒸気圧 [m]

上式右辺の ( ) の中は水車出口の全圧を絶対圧表示したものである。従って、 $NPSH$  とは水車出口の全圧がキャビテーション発生圧  $H_v$  に対してどれだけ余裕があるかを表している。次式で定義される単位落差あたりの  $NPSH$  を、トーマのキャビテーション係数と呼ぶ。

$$\sigma = \frac{NPSH}{H} = \frac{(-H_s + \frac{v_2^2}{2g} + H_a - A) - H_v}{H}$$

水車の据付位置を低くして吸出し高さ  $H_s$  を小さくすることで  $\sigma$  を大きくする、すなわち  $H_v$  に対して大きな余裕をもたせることによりキャビテーションの発生を抑制することができる。しかしながら、水車の据付位置を低くすることにより掘削量が増え建設工事費も増大することになる。従って、吸出し高さの決定にあたっては、キャビテーションの抑制と工事費の低減を共に考慮する必要がある。また、ポンプ水車の場合、最高揚程における揚水運転が、キャビテーションの発生する最も厳しい条件となるため、吸出し高さの検討は揚水運転時の諸条件をもって行われる。

本検討では、東京電力の揚水発電所における  $ns\text{po}-\sigma$  特性の実績から  $\sigma$  を 0.142 と想定し、上記設計で求めた最高揚程  $H_{pmax}$  から吸出し高さを -90m と算出した。

上記の検討から求められたポンプ水車の主要諸元と寸法を表 7.9 と表 7.10 に示す。ポンプ水車の設計は、近年の研究開発により効率が向上した、日本国内でのポンプ水車の実績を反映している。これらのポンプ水車は調達先を限定しない場合の一般的なポンプ水車に比べて、数パーセントの効率向上が見込まれる。これらのポンプ水車を採用することにより、プラント全体がコンパクト化され、経済的なプロジェクトの実現が可能となる。スプリッターランナを採用すると、更なる効率向上や運転領域の拡大が見込まれる（詳細は 8.2 章の提言を参照のこと）。

表 7.9 ポンプ水車の仕様 (Altinkaya PSPP)

| 項 目                              | 仕様・定格               |       |
|----------------------------------|---------------------|-------|
| 形式                               | 立軸単輪単流渦巻フランシス型ポンプ水車 |       |
| 最大出力 [MW]                        | 1,800               |       |
| 台数                               | 4                   |       |
| 単機出力 [MW]                        | 450                 |       |
| 回転速度 [ $\text{min}^{-1}$ ]       | 500 $\pm$ 20        |       |
| ポンプ水車特性                          | 水車特性                | ポンプ特性 |
| 有効落差／全揚程 [m]                     |                     |       |
| 最 高                              | 640.4               | 687.5 |
| 基 準                              | 611.0               | —     |
| 最 低                              | 579.4               | 625.5 |
| 流量／揚水量 [ $\text{m}^3/\text{s}$ ] |                     |       |
| 最高落差時                            | 81.9                | 55.2  |
| 基準落差時                            | 87.5                | —     |
| 最低落差時                            | 82.7                | 67.1  |
| 出力／軸入力 [MW]                      |                     |       |
| 最高落差時                            | 464.2               | 417.8 |
| 基準落差時                            | 464.2               | —     |
| 最低落差時                            | 415.5               | 450.0 |
| 水車効率／ポンプ効率 [%]                   |                     |       |
| 最高落差時                            | 90.3                | 89.0  |
| 基準落差時                            | 88.6                | —     |
| 最低落差時                            | 88.5                | 89.3  |
| 発電電動機効率 [%]                      | 97.1                | 97.4  |
| 総合効率 [%]                         | 86.0                | 87.0  |
| 力率 [%]                           | 90                  | 95    |
| ポンプ比速度                           | 32.2                |       |
| 吸出し高さ $H_s$ [m]                  | -90                 |       |
| 変落差比 ( $H_{pmax}/H_{tmin}$ )     | 1.19                |       |
| 発電電動機容量 [MVA]                    | 525.0               |       |

表 7.10 ポンプ水車の主要寸法 (Altinkaya PSPP)

| 項 目               | 寸 法  |
|-------------------|------|
| ランナ入口直径 $D_1$ [m] | 4.4  |
| ランナ出口直径 $D_2$ [m] | 2.4  |
| ランナ入口高さ $B_g$ [m] | 0.39 |
| ケーシング寸法 $A$ [m]   | 5.8  |
| ケーシング寸法 $B$ [m]   | 5.4  |
| ケーシング寸法 $C$ [m]   | 5.1  |
| ケーシング寸法 $D$ [m]   | 4.6  |
| オフセット寸法 $R$ [m]   | 4.6  |
| 入口弁口径 $D_v$ [m]   | 2.4  |

## (b) 発電電動機

最適開発規模の検討にあたり、発電電動機的设计は可変速揚水システムの採用を前提としている。可変速揚水システムは揚水運転時における周波数調整能力の確保と発電運転時における高効率運転の実現を目標に開発されたものである。

## 1) 可変速揚水システムの特徴

本システムの特徴は、揚水および発電運転中に非突極型（円筒型）ロータの三相巻線へ与える三相交流励磁電流の周波数を変化させることで固定子とのすべりを調整し、ロータの回転速度を制御することにある。

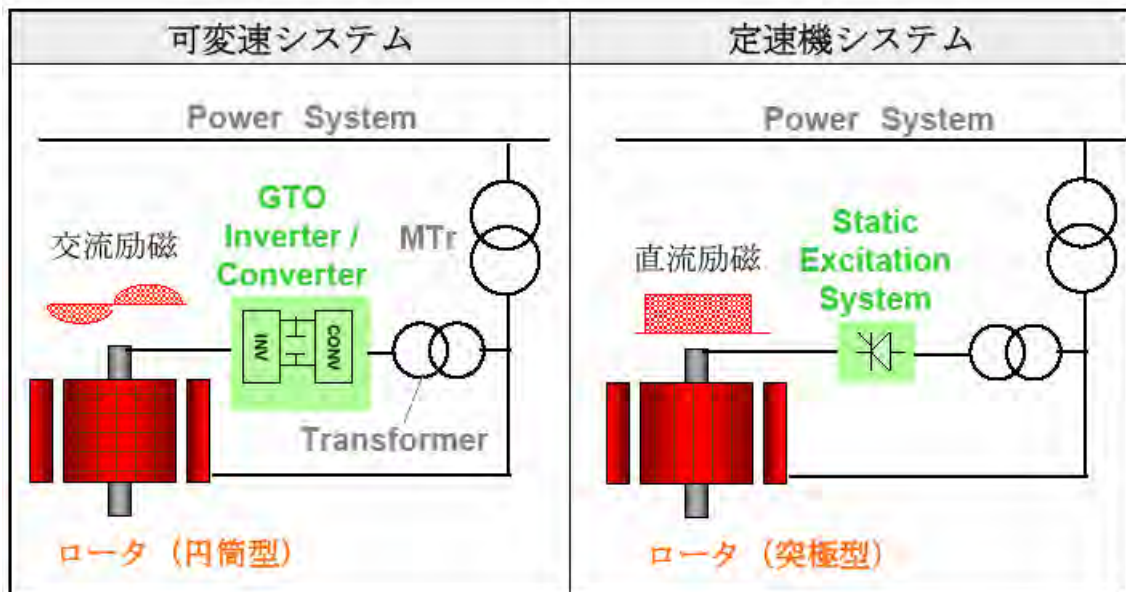


図 7.11 可変速システムの構成図

本技術の採用によるメリットは以下のとおり。

- ✓ ロータの回転速度を調整することで（一定範囲内）、回転速度の3乗に比例して軸入力に変化するため、その結果としてモータ入力を任意に調整することができる。よって、揚水運転時の入力調整が可能となり、深夜等の低負荷時における系統全体の周波数調整能力が向上する。

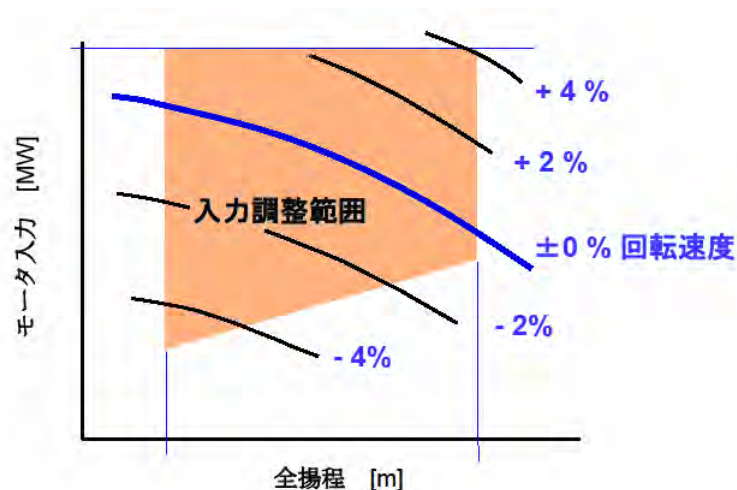


図 7.12 揚水運転時の入力調整範囲

- ✓ 落差と流量条件により、最適なロータ回転速度に調整することで、最も効率の良い点での発電運転が可能となる。特に、低負荷時および低落差運転時の水車振動とキャビテーション発生が抑制されることで、出力調整範囲が拡張される（下限運転出力が下がる）ため、昼間の発電運転時の周波数調整能力が向上する。

## 2) 発電電動機容量の決定

可変速揚水システムにおいては、発電電動機の入出力（有効電力）が、そのときの回転速度（すべり）に応じて、ステータとロータに按分される。また、揚水運転時には回転速度を上昇させると、系統から流入する有効電力（モータ入力）が回転速度の3乗に比例して増加する。

このように、回転速度（すべり）により必要なステータ容量が変わるため、可変速揚水システムの場合には、回転速度を考慮して、最適なステータ容量を決める必要がある。本設計では、当社揚水発電所の実績を元に、同期速度に対して±4%の可変速運転を行う前提で検討した結果、ステータ容量を525MVAと算出した。

## 3) 交流励磁装置

ロータの三相巻線へ与える低周波の三相交流励磁電流を発生させる方式として、交流電源を直流に整流した後に再び交流に変換するインバータ方式と、交流電源を直接低周波の交流に変換するサイクロコンバータ方式がある。インバータ方式は変換器入力側の力率を任意に調整でき、無効電力対策が不要であるため、シンプルな設備構成が可能となる。また、送電線事故等による電力動揺に対する耐性も優れており、よって、交流励磁装置については、インバータ方式の採用が推奨される。

## (3) 鋼構造物（内張管、水圧鉄管、水門）の設計

## (a) 水圧鉄管・内張管

水圧鉄管・内張管の板厚は、以下に示す内水圧が作用した場合の式により算出した。

$$t_0 = \frac{P(D_0 + \varepsilon)}{2\sigma_a \eta} (1 - \lambda) + \varepsilon$$

ここに、

- $t_0$  : 設計板厚
- $P$  : 設計内水圧
- $D_0$  : 設計内径
- $\sigma_a$  : 許容応力
- $\eta$  : 溶接継手効率 (=0.95)
- $\varepsilon$  : 余裕厚 (=1.5mm)
- $\lambda$  : 岩盤負担率 (=30% : 立坑部のみ)

## (b) ゲート

この地点では、上部ダムの洪水吐きゲート、放流設備ゲート、転流工ストップログおよび取・放水ロゲート、ドラフトゲートを設置する計画とした。ゲートの種類は洪水吐きがラジアルゲート、放流設備がジェットフローゲート、その他はスライドゲートを採用することとした。

## (4) 工事用道路の設計

新設するアプローチおよび管理用道路の延長は約 30km である。また既設道路約 30km を必要に応じて改修する。今後、仕様や完成時期などの整備計画を検討し、これを踏まえて工事用道路の計画を立案する必要がある。



## 7.2.3 概算事業費の算出

1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報に基づき概念設計を実施するとともに工事数量を算定し、EIE から得た工種ごとの単価を用いて概算工事費を算出した。

その結果を表 7.11 に示す。また、それぞれの工事費算出方法を以下に詳述する。

表 7.11 Altunkaya PSPP 地点の概算工事費

| Cost Items                            | Cost (10 <sup>6</sup> USD) | Remarks           |
|---------------------------------------|----------------------------|-------------------|
| A. Preparatory Works                  | 90.0                       |                   |
| B. Costruction Works                  | 398.7                      |                   |
| Upper dam and reservoir               | 46.9                       |                   |
| Diversion                             | 2.3                        |                   |
| Dam                                   | 44.6                       |                   |
| Lower reservoir                       | 40.4                       |                   |
| Waterway                              | 154.6                      |                   |
| Intake                                | 5.2                        |                   |
| Headrace                              | 34.9                       |                   |
| Headrace surge tank                   | 6.4                        |                   |
| Penstock                              | 26.8                       |                   |
| Draft gate chamber and shaft          | 2.9                        |                   |
| Tail bay                              | 5.2                        |                   |
| Tailrace surge tank                   | 6.0                        |                   |
| Tailrace                              | 28.6                       |                   |
| Outlet                                | 4.9                        |                   |
| Work adits                            | 33.7                       |                   |
| Power house and switch yard           | 88.9                       |                   |
| Power house                           | 87.0                       |                   |
| Switch yard                           | 1.8                        |                   |
| Main tunnels                          | 53.0                       |                   |
| Investigation and test                | 15.0                       |                   |
| C. Equipment                          | 409.9                      |                   |
| Hydro-mechanical works                | 84.3                       |                   |
| Electro-mechanical works              | 310.0                      |                   |
| Building relations                    | 15.5                       | Electro-mech*0.05 |
| D. Engineering survice                | 50.0                       |                   |
| E. Administrative expense             | 9.0                        | (A-C)*0.01        |
| F. Land compensation and resettlement | 9.0                        | A*0.1             |
| G. Contingency                        | 96.7                       | (A-F)*0.1         |
| H. Price contingency                  | 96.7                       | (A-F)*0.1         |
| I. Custom duty                        | 41.0                       | C*0.1             |
| Total project cost                    | 1201                       |                   |
| Unit cost (USD/kW)                    | 667                        |                   |

## (1) 建設工事費

### (a) 準備工事

準備工事は、取付道路に関する工事費とする。取付道路の数量については、1/5,000 地形図および現地踏査結果から概略値を算定した。

### (b) 土木工事

土木工事に関わる工種毎の建設単価については、カウンターパート機関である EIE より入手したものを日本の実績を基に一部修正ならびに追加して使用した。

工事数量は、1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報から実施した概念設計を基に、主構造物毎に掘削(土砂, 岩盤, トンネル), コンクリート, 鉄筋等を算定し費用を算出した。また、雑工事費を考慮して、明かり部工事に対して上記費用の 10%、トンネル(地下)工事に対して 15%を計上し、トンネル(地下)工事にはさらに地質の不確実性を考慮して 30%を計上した。

設計のために必要な調査・試験費は、15 百万 USD として土木工事に分類して計上した。

### (c) 鋼構造物工事

水圧鉄管, ゲート関係のコストについては、他国での見積もり実績を使用した。また、据付費を考慮して、上記工事費の合計の 15%を計上する。

### (d) 電気・機械工事

前述したように、水車発電機の形式は、日本での揚水発電所に据付けられた実績を踏まえ、単段フランシス型を採用することとした。見積額は発電機器代, 現地輸送費, 付属設備代および据付工事費を含んだ金額である。

## (2) エンジニアリングサービス

詳細設計, 請負業者・資機材調達および品質・施工管理のため、エンジニアリングサービス費用として、50 百万 USD を計上する。

## (3) 一般管理費

プロジェクトの発注者の一般管理費として、上記に示す建設工事費の 1.0%を計上する。

## (4) 用地補償費

発電所構造物の建設用地の補償費は、準備工事費の 10%を計上する。

## (5) 関税

前述したとおり電気機器, 鋼構造物関係については、他国からの輸入となると想定されるため、輸入する製品の関税として、電気・機械工事費の 10%を計上する。

## (6) 予備費

予備費として(1)~(4)の 10%を計上する。

## (7) 物価上昇費

物価上昇費として(1)~(4)の 10%を計上する。

## 7.2.4 プロジェクトの標準開発工程

PSPP プロジェクトの標準開発工程を表 7.12 に示す。

これによると、FS 開始から発電所運転開始まで、標準で13年間必要である。それぞれの工期について、以下に詳述する。

### (1) フィージビリティスタディ(FS)

日本の経験より、地質調査工事期間 0.5 年、地形・地質調査、水文気象調査等各種調査と、それに基づく技術検討、設計、経済財務分析評価結果の評価期間 1 年の計約 1.5 年とした。

併行して行われる環境調査は、現地調査および評価を含めて計約 1.25 年とした。

### (2) 環境影響評価(EIA)

トルコ国における EIA 手続きはプロジェクトオーナーが行うことが求められる。

FS の実施主体とプロジェクトオーナーが同一の場合は FS 期間中に並行して実施可能であるが、トルコでの開発実態を考慮して、別途、EIA 手続き期間を設定した。通常、現地調査、EIA レポートの政府承認および Public Acceptance 期間を含めて約 1.5 年を要するが、上述 FS 期間中の環境調査結果を活用できることから、EIA 手続き期間を 1 年とした。

### (3) 資金計画の確立

開発資金を国際援助機関に求めた場合を想定し、申請からローンアグリーメントの締結まで、約 1 年とした。

### (4) コンサルタントの入札・選定

コンサルタントの入札ならびに選定のための期間は、約 0.5 年とした。

### (5) 詳細設計および工事入札図書の作成

JICA 調達ガイドラインに基づき、詳細設計および入札図書の作成（エンジニアリングサービス）の期間は 1.5 年とした。この詳細設計には、地形・地質調査の追加実施を含む。

### (6) 請負業者の入札・選定

土木・建築工事ならびに電気・機械工事の請負業者の入札および選定は、JICA 調達ガイドラインに準拠し約 1 年とした。

### (7) 建設工事

準備工事期間（1 年）を含む、全体工事期間は、日本での実績を踏まえ、約 7 年とした。

上記より、本調査に引続き、2011 年当初より FS のためのコンサルタント選定を開始した場合でも、初号機の完成は 2024 年度となる。

表 7.12 標準開発工程表 (Altinkaya PSPP)

|  | 1st Year   |    |    |    | 2nd |    |    |    | 3rd |    |    |    | 4th |    |    |    | 5th |    |    |    | 6th |    |    |    | 7th |    |    |    | 8th |    |    |    | 12th |    |    |    | 13th |    |    |    |
|--|--|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|
|  | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 |
| <b>Feasibility Study</b>                           | [Gantt bar spanning from Q1 Year 1 to Q4 Year 2] |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Geological Investigation                           | [Gantt bar]                                      |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Geological Evaluation & Basic Design               | [Gantt bar]                                      |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Environmental Investigation                        | [Gantt bar]                                      |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| <b>Environmental Impact Assessment</b>             |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| <b>Development Organization &amp; Funding Plan</b> |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| <b>Selection of Consultant</b>                     |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| <b>Detailed Design &amp; Bidding Documents</b>     |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| <b>Bid Tender for Construction Work</b>            |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| <b>Construction</b>                                |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Preparatory Works                                  |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Civil Structure                                    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Electro Mechanical Equipment                       |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |
| Transmission Line                                  |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |

### 7.3 Gökçekaya PSPP 地点の概念設計

Gökçekaya PSPP 地点について、概念設計を実施した結果の計画諸元を表 7.13 に、また計画および縦断面図を図 7.13、図 7.14 に示す（詳細図は添付資料 7-3-1 参照）。

概念設計の詳細は、以下のとおりである。

#### 7.3.1 発電計画の設計

発電計画は、各種の揚水発電所設備の設計条件にあたる重要な検討事項であるが、構造物の設計によって発電所計画諸元も変わることから、最適計画とするためには常に見直しをかけながら進める必要がある。

本概念設計に当たっては、図 7.7 に示すフローに従い、1/5,000 地形図を基に実施し、表 7.13 に示す計画諸元を決定した。

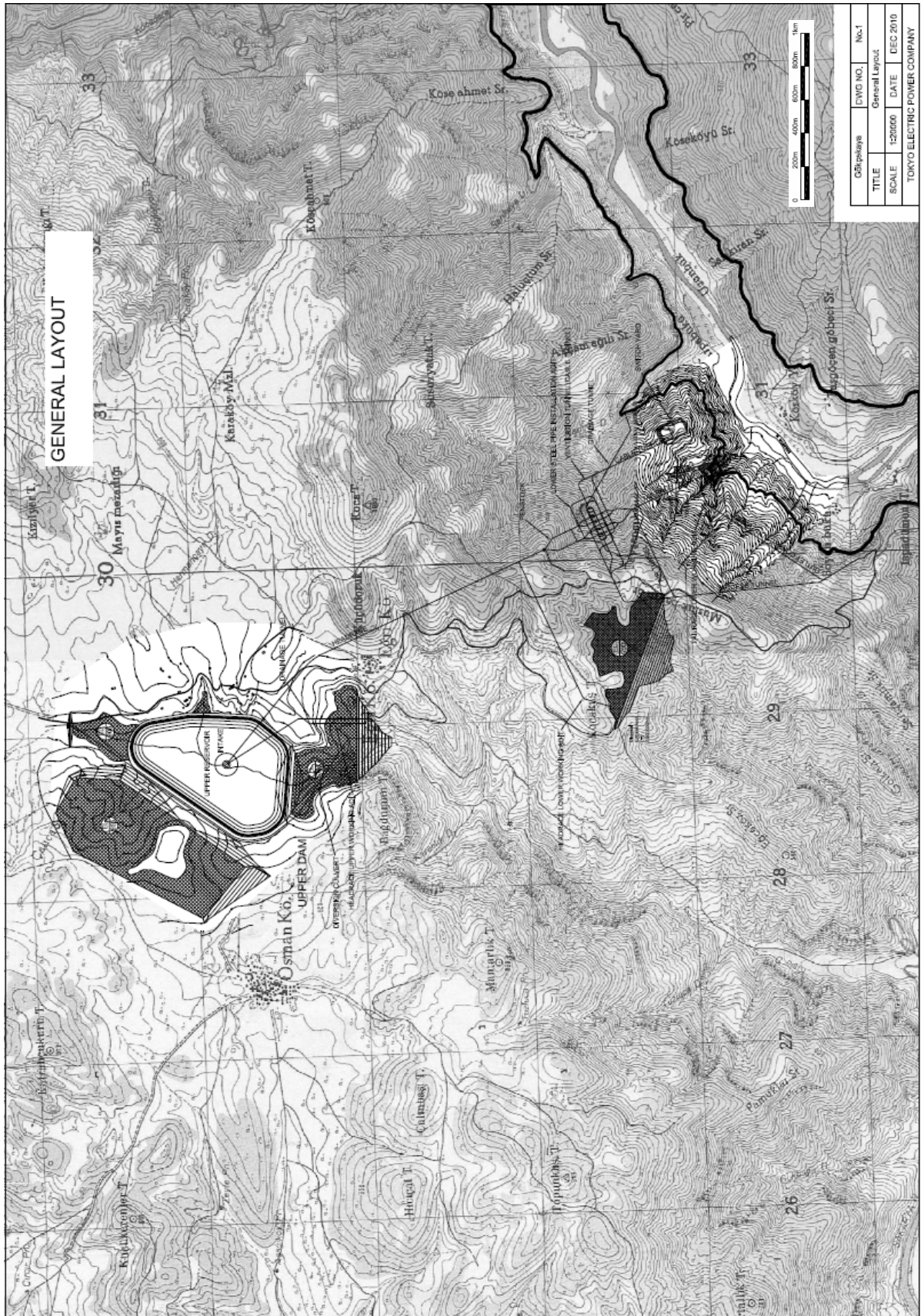


図 7.13 Gökçekaya PSPP 一般平面図

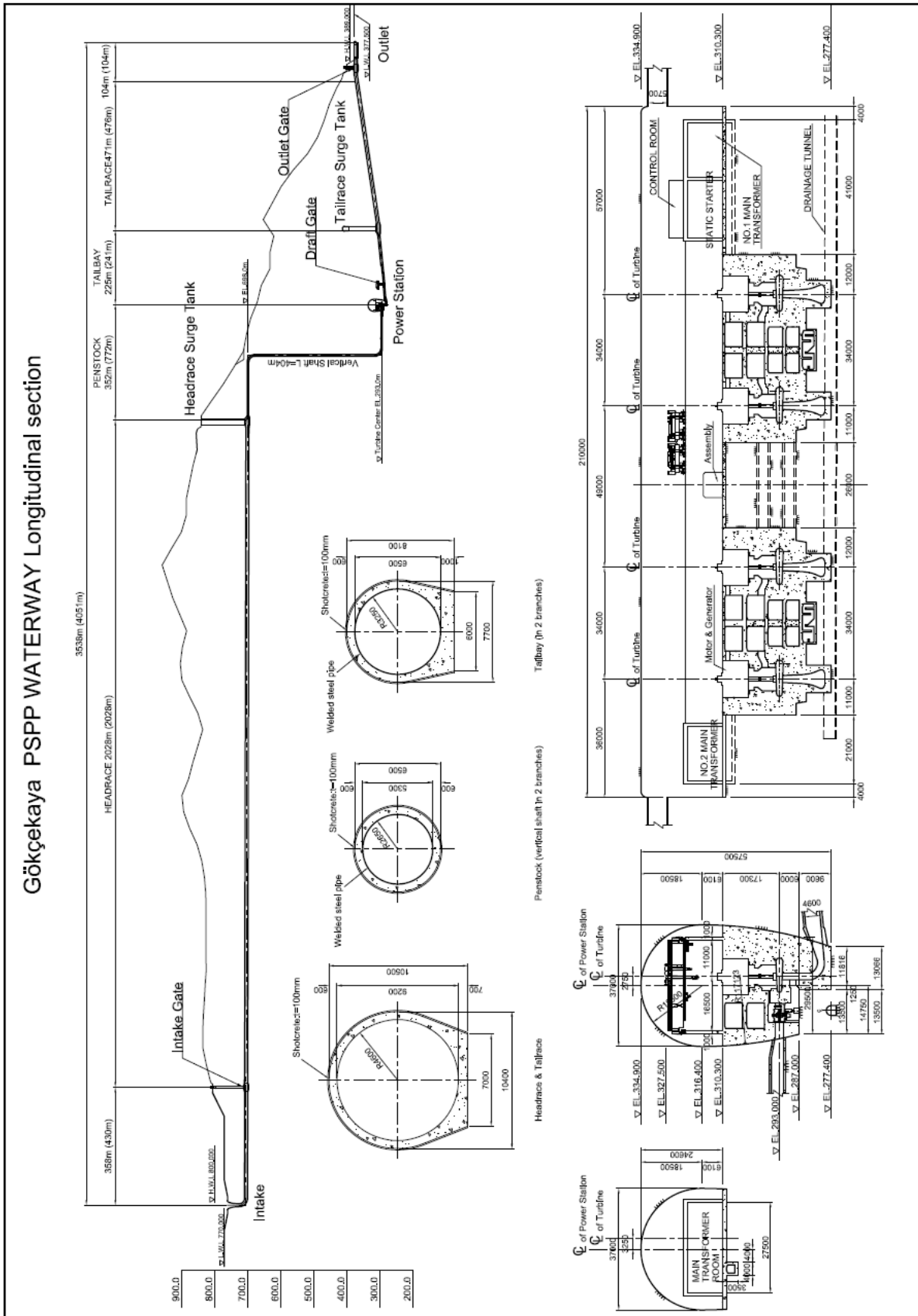


図 7.14 Gökçekaya PSPP 水路縦断面図

表 7.13 Gökçekaya PSPP 地点の計画諸元

| Description                  |                              | Unit               | Gökçekaya PSPP     |                                  |
|------------------------------|------------------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------|
| General                      | Installed Capacity           | P                  | MW                 | 1,400                            |
|                              | Designed Discharge           | Qd                 | m <sup>3</sup> /s  | 428                              |
|                              | Effective Head               | Hd                 | m                  | 379.5                            |
|                              | Peak Duration Time           |                    | hrs                | 7                                |
| Upper Dam and Reservoir      | Type                         |                    |                    | Full Face Pond (Asphalt)         |
|                              | Height                       | H                  | m                  | 35                               |
|                              | Crest Length                 | L                  | m                  | 2700                             |
|                              | Dam (Bank) Volume            | V                  | m <sup>3</sup>     | 1,557,000                        |
|                              | Excavation Volume            | Ve                 | m <sup>3</sup>     | 10,310,000                       |
|                              | Reservoir Area               | Ra                 | km <sup>2</sup>    | 0.5                              |
|                              | Catchment Area               | Ca                 | km <sup>2</sup>    | 4.8                              |
|                              | H.W.L                        |                    | m                  | 800                              |
|                              | L.W.L                        |                    | m                  | 770                              |
|                              | Usable Water Depth           |                    | m                  | 30                               |
| Effective Reservoir Capacity |                              | mil.m <sup>3</sup> | 10.8               |                                  |
| Lower Dam and Reservoir      | H.W.L                        |                    | m                  | 389                              |
|                              | L.W.L                        |                    | m                  | 377.5                            |
|                              | Usable Water Depth           |                    | m                  | 11.5                             |
|                              | Effective Reservoir Capacity |                    | mil.m <sup>3</sup> | 214                              |
| Waterway                     | Intake                       | L(m) x n           | m                  | Bellmouth 34 x 1, Tunnel 396 x 1 |
|                              | Headrace                     | L(m) x n           | m                  | 2,028 x 1                        |
|                              | Penstock                     | L(m) x n           | m                  | 662 x 2, 110 x 4                 |
|                              | Tailbay                      | L(m) x n           | m                  | 125 x 4, 116 x 2                 |
|                              | Tailrace                     | L(m) x n           | m                  | 476 x 1                          |
|                              | Tailrace                     | L(m) x n           | m                  | Tunnel 53 x 1, Open 51 x 1       |
|                              | Total Length                 | Lt                 | m                  | 4,051                            |
| Powerhouse                   | Type                         |                    |                    | Egg-shape (Underground)          |
|                              | Overburden                   |                    | m                  | 365.0                            |
|                              | Height                       |                    | m                  | 57.5                             |
|                              | Width                        |                    | m                  | 37.0                             |
|                              | Length                       |                    | m                  | 210.0                            |
|                              | Cavern Volume                |                    | m <sup>3</sup>     | 266,000                          |
| Turbine                      | Type                         |                    |                    | Single-Stage Francis             |
|                              | Number                       |                    | unit               | 4                                |
|                              | Unit generating capacity     |                    | MW                 | 350                              |

### 7.3.2 発電設備主要構造物の設計

#### (1) 土木構造物の設計

##### (a) 上部ダムおよび貯水池

上部調整池付近は比較的平坦であり、堅硬な岩盤が見られると共に河床幅が上下流に比べて広がっている形状である。

上部ダムの形式は、上記のような地形から判断して掘込み式が妥当である。また、調整池周辺に石灰岩露頭が存在することから止水性に万全を期すため、全面アスファルトフェーシングタイプとした。河川を分断することから、人家のない調整池右岸側に水回し水路を設けることとし、運開後も含めた設計洪水量  $76\text{m}^3/\text{s}$  を安全に流下させられる計画とした。

調整池の容量は  $10.8 \times 10^6\text{m}^3$  であり、H.W.L を 800m、利用水深を 30m として設計した。なお、ダム・導水路の建設に伴う残土は相当量が発生するが、調整池右岸側ならびに下流側に盛土可能な領域を確保した。上部調整池の水位-容量曲線を下図に示す。

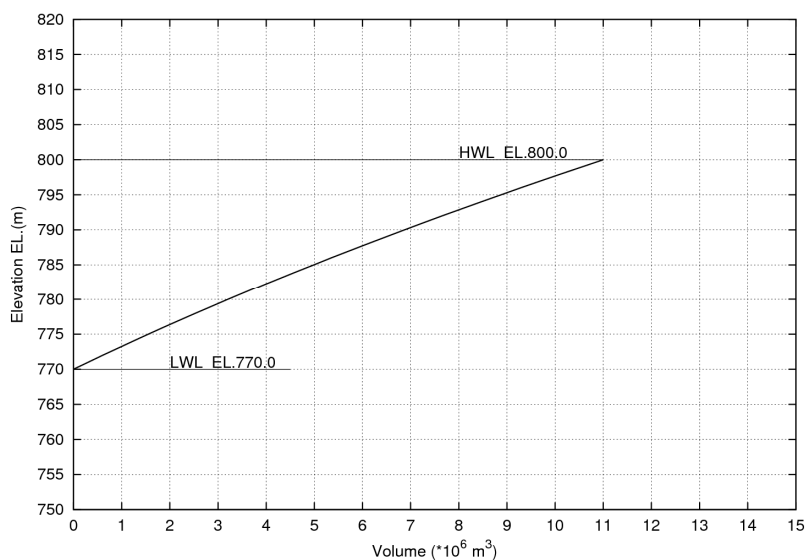


図 7.15 上部調整池の水位容量曲線

##### (b) 取水口

取水口は調整池が掘込式であることから、貯水効率を高めるため、調整池底部に設置する。このため取水口の形式は鉄筋コンクリート構造の朝顔形を採用した。トンネル部分は、漏水防止のため取水口ゲートまでの区間約 400m を鉄管構造として導水路と接続させた。

設計は日本における既往実績に基づき、スクリーン全面流速が  $0.5\text{m/s}$  以下、ベルマウス流入速度が  $0.7\text{m/s}$  以下となるよう設計した。流入部天端の標高を L.W.L-0.5m に設定し、高さが 8.5m であるため、取水口周辺は調整池底部に傾斜をつけることとした。

##### (c) 地下構造物

一般的に、水路ルートは地形や地質条件を基に、取水口と放水口を最短ルートで結ぶことが経済的であるが、上部調整池南東側の集落の地下は避けるため、水路に曲がり部が必要であった。



そこで取水口から 30D 以上の距離を確保した位置に R-300m で曲がり部を設定した。また、圧力トンネルとなることから、構造は応力的に有利な円形水路とした。

#### 1) 導水路

導水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 9.2m とした。

- ・ 導水路トンネル延長は約 2,000m で掘削断面は高さ 10.6m の馬蹄形である。
- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良と覆工コンクリートへのプレストレス効果を期待し、コンソリデーショングラウトを計画する。

#### 2) 導水路水槽

導水路水槽は導水路と鉄管路の接合部に設置する計画とし、地表の尾根部に水槽の天端が出るように配置した。アッパーサージを上部調整池 H.W.L+40m とし、サージ計算により水槽径を 17m、制水口径を 5.0m とした。また、水路は導水路水槽において 2 条に分岐する構造とした。

#### 3) 水圧管路

水圧管路は導水路水槽から土被りが 50m 以下にならない上部ベンド部まで水平とし、そこから立坑で下部ベンド部（水車中心標高）までを計画する。下段水平部で 2 条から 4 条に分岐し、接続部を設けて入口弁と接続させる。なお、立坑としたのは発電所と下部調整池との離隔を大きくとるためである。

接続部以外の水圧管路内の平均最大流速は日本での実績を踏まえ 10.0m/s とし、接続部は 20.0m/s とした。施工においては掘削完了後、水圧管路と岩盤との空隙をコンクリートで充填する。

詳細については、以下のとおりである。

- ・ 2 条部水圧管路トンネル延長は約 660m で、水平部の掘削断面は高さ 7.0m の馬蹄形、立坑部の掘削断面は径 6.7m の円形である。管路の内径は 5.3m である。
- ・ 4 条部水圧管路トンネル延長は約 85m で、掘削断面は高さ 5.4m の馬蹄形である。管路の内径は 3.7m である。
- ・ 接続部の延長は 25m で、掘削断面は高さ 4.4m の馬蹄形である。管路の内径は 2.7m である。

#### 4) 地下発電所

原則的に、地下発電所空洞の位置および方向は、調査坑により地質状況を詳細調査した後に決定されるが、本検討では水路延長が最短となり、かつ地山被りが実績最大の 500m を越えないことを条件に空洞位置を選定した。

空洞形状については日本での実績から、空洞周辺地山の安定上、力学的に優位な卵型とした。空洞規模については、既往実績と電気関係機器を設置する条件を満たした設計とした。諸元は以下のとおりである。

|        |   |                        |
|--------|---|------------------------|
| Width  | : | 37.0 m                 |
| Height | : | 57.5 m                 |
| Length | : | 210.0 m                |
| Volume | : | 266,000 m <sup>3</sup> |

また、地下発電所に必要な恒久トンネルとして、機器搬入坑(2,650m)、ケーブル坑(960m, 30°の斜坑含む)およびドレーン坑(970m)などを 1/5,000 地形図に基づき計画した。

#### 5) 放水庭

放水庭では、ドラフトゲートの上部の機器搬入坑の横にドラフトゲート・チャンバーを設ける。また、管路は放水庭内で 4 条から 2 条に合流し、放水路水槽に接続する。詳細は以下のとおりである。

- ・ 4 条部は延長約 130m で、水平部の掘削断面は高さ 6.3m の馬蹄形である。管路の内径は 4.6m である。
- ・ 2 条部は延長約 120m で、掘削断面は高さ 8.2m の馬蹄形である。管路の内径は 6.5m である。
- ・ 水撃圧に耐えうる構造とするため、内張管とした。

#### 6) 放水路水槽

放水路水槽は放水庭と放水路との接合部に設置する計画とし、地下のため制水口式に水室を併用することとした。ダウンサージを下部調整池 L.W.L-40m とし、サージング計算により水槽径を 10m、制水口径を 5.5m とした。また、水路は放水路水槽において 1 条に合流する構造とした。

#### 7) 放水路

放水路は鉄筋コンクリート構造とする。最大流速は日本での実績を踏まえて 6.5m/s とし、内径を 9.2m とした。

- ・ 導水路トンネル延長は約 480m で掘削断面は高さ 10.6m の馬蹄形である。
- ・ トンネル掘削後、鉄筋コンクリートにより巻き立てる。
- ・ 掘削時に発生する緩み域の透水性・変形性の改良と覆工コンクリートへのプレストレス効果を期待し、コンソリデーショングラウトを計画する。

#### (d) 放水口

放水口は、揚水発電所の放水口として一般的な側方型を採用し、調整池内の尾根線に沿って配置した。既設調整池に設置することから、仮締切を極力小さくするため放水口も小さくする必要がある。設計においては対岸流速と取水時平均流速 $<1\text{m/s}$ の条件を考慮したが、このうち対岸流速については対岸距離が十分に大きかったため、取水時平均流速条件を最低限満たす設計とした。また、天端は L.W.L-0.5m とし、高さ 1.5m の渦防止桁を設けた。

## (2) 発電機器の設計（電気部門）

## (a) ポンプ水車

Gökçekaya PSPP 地点の最適開発規模は、有効落差約 380m, 単機出力 350MW であることから、水車発電機の形式は、図 7.16 より単段フランシス型を採用することとした。

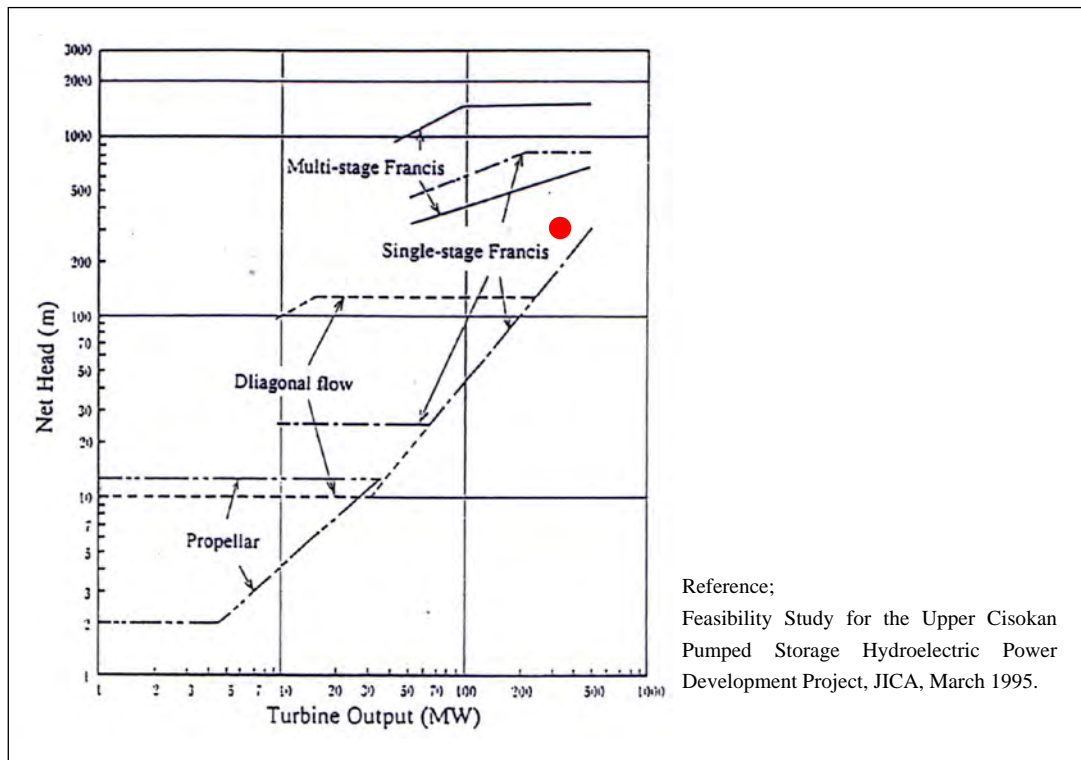


図 7.16 ポンプ水車の選定基準実績

ポンプ水車の回転速度は図 7.17 に示されるとおり、制作限界によって決定される。Gökçekaya PSPP 地点の主機回転速度は、機器のコンパクト化による経済性向上を考慮して、 $429\text{min}^{-1}$ を採用した。

ポンプ水車の設計は、近年の研究開発により効率が向上した、日本国内でのポンプ水車の実績を反映している。これらのポンプ水車は調達先を限定しない場合の一般的なポンプ水車に比べて、数パーセントの効率向上が見込まれる。スプリッターランナを採用すると、更なる効率向上や運転領域の拡大が見込まれる（詳細は 8.2 章の提言を参照のこと）。

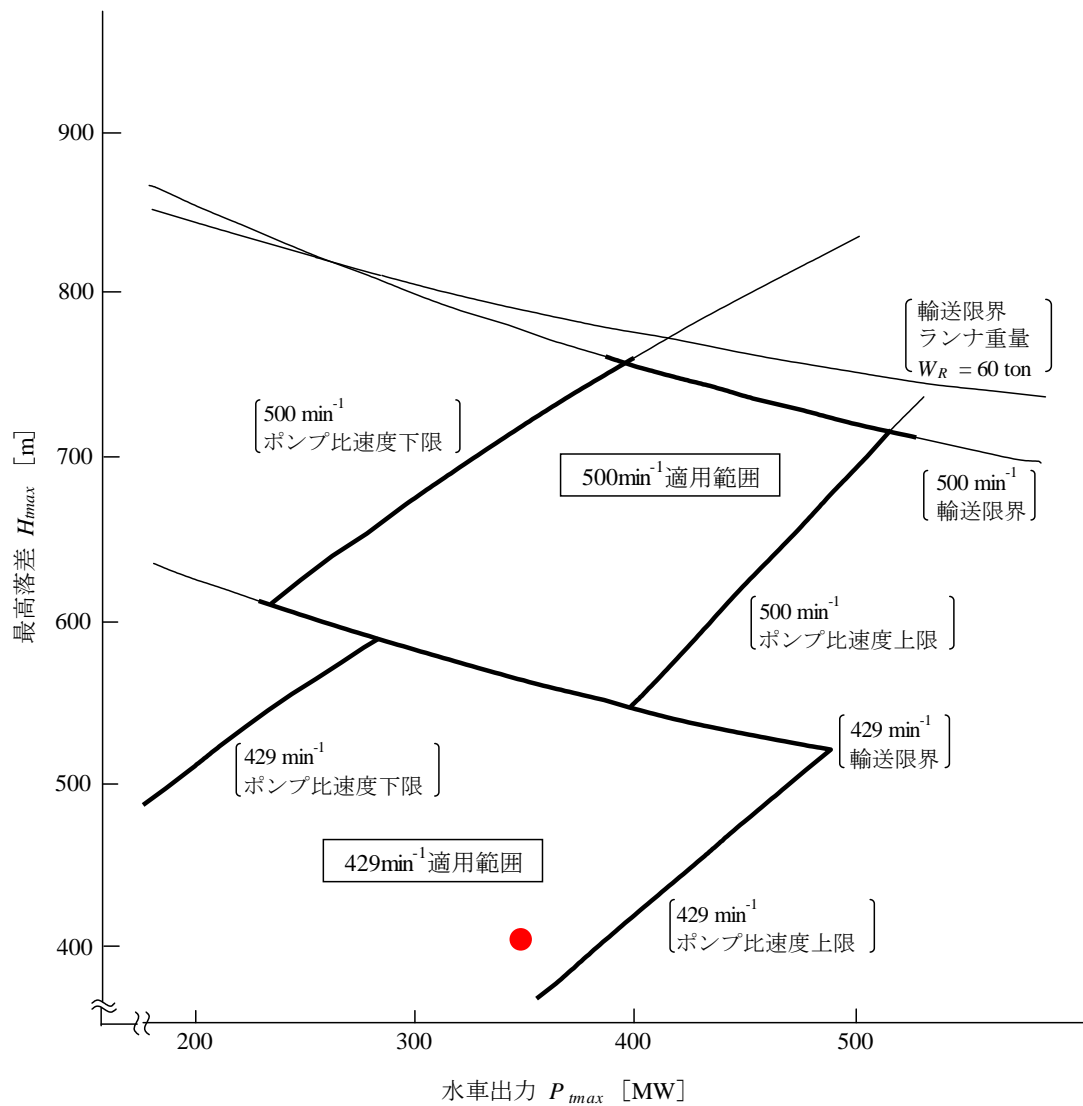


図 7.17 ポンプ水車の制作限界図

ポンプ水車の主要特性については、上部・下部調整池水位および損失水頭の条件をもとに、7.2.2 に示す Altinkaya 地点と同様の算出過程によって設計した。

Altinkaya 地点と同様の算出過程によって求められた、Gökçekaya 地点のポンプ水車の主要諸元と寸法を以下にそれぞれ示す。

表 7.14 ポンプ水車の仕様（Gökçekaya 地点）

| 項 目                              | 仕様・定格               |       |
|----------------------------------|---------------------|-------|
| 形式                               | 立軸単輪単流渦巻フランシス型ポンプ水車 |       |
| 最大出力 [MW]                        | 1,400               |       |
| 台数                               | 4                   |       |
| 単機出力 [MW]                        | 350                 |       |
| 回転速度 [ $\text{min}^{-1}$ ]       | 429 $\pm$ 17        |       |
| ポンプ水車特性                          | 水車特性                | ポンプ特性 |
| 有効落差／全揚程 [m]                     |                     |       |
| 最 高                              | 396.6               | 439.7 |
| 基 準                              | 379.5               | —     |
| 最 低                              | 353.2               | 398.5 |
| 流量／揚水量 [ $\text{m}^3/\text{s}$ ] |                     |       |
| 最高落差時                            | 100.3               | 71.2  |
| 基準落差時                            | 107.0               | —     |
| 最低落差時                            | 103.8               | 82.0  |
| 出力／軸入力 [MW]                      |                     |       |
| 最高落差時                            | 357.5               | 336.7 |
| 基準落差時                            | 357.5               | —     |
| 最低落差時                            | 320.4               | 353.9 |
| 水車効率／ポンプ効率 [%]                   |                     |       |
| 最高落差時                            | 91.7                | 91.1  |
| 基準落差時                            | 89.9                | —     |
| 最低落差時                            | 89.2                | 90.5  |
| 発電電動機効率 [%]                      | 97.9                | 98.3  |
| 総合効率 [%]                         | 88.0                | 89.0  |
| 力率 [%]                           | 90                  | 95    |
| ポンプ比速度                           | 43.5                |       |
| 吸出し高さ $H_s$ [m]                  | -84.5               |       |
| 変落差比 ( $H_{pmax}/H_{tmin}$ )     | 1.24                |       |
| 発電電動機容量 [MVA]                    | 410.0               |       |

表 7.15 ポンプ水車の主要寸法 (Gökçekaya 地点)

| 項 目               | 寸 法  |
|-------------------|------|
| ランナ入口直径 $D_1$ [m] | 4.4  |
| ランナ出口直径 $D_2$ [m] | 2.7  |
| ランナ入口高さ $B_g$ [m] | 0.50 |
| ケーシング寸法 $A$ [m]   | 5.9  |
| ケーシング寸法 $B$ [m]   | 5.4  |
| ケーシング寸法 $C$ [m]   | 5.0  |
| ケーシング寸法 $D$ [m]   | 4.5  |
| オフセット寸法 $R$ [m]   | 4.6  |
| 入口弁口径 $D_v$ [m]   | 2.6  |

## (b) 発電電動機

Altinkaya PSPP 地点同様、Gökçekaya PSPP 地点の発電電動機についても、可変速揚水システムの採用を前提としている。可変速揚水システムの特徴とメリットについては、Altinkaya PSPP 地点の発電電動機の項で記載したとおりである。

## (3) 鋼構造物（内張管，水圧鉄管，水門）の設計

## (a) 水圧鉄管・内張管

水圧鉄管・内張管の板厚は、以下に示す内水圧が作用した場合の式により算出した。

$$t_0 = \frac{P(D_0 + \varepsilon)}{2\sigma_a \eta} (1 - \lambda) + \varepsilon$$

ここに、

- $t_0$  : 設計板厚
- $P$  : 設計内水圧
- $D_0$  : 設計内径
- $\sigma_a$  : 許容応力
- $\eta$  : 溶接継手効率 (=0.95)
- $\varepsilon$  : 余裕厚 (=1.5mm)
- $\lambda$  : 岩盤負担率 (=30% : 立坑部のみ)

## (b) ゲート

ゲートは取・放水口ゲート、ドラフトゲートを設置する。ゲートの種類はスライドゲートを採用することとした。

## (4) 工事用道路の設計

新設するアプローチおよび管理用道路の延長は約 10km である。また既設道路 5km を必要に応じて改修する。今後、仕様や完成時期などの整備計画を検討し、これを踏まえて工事用道路の計画を立案する必要がある。

## 7.3.3 概算事業費の算出

1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報から概念設計を実施し、これを基に工事数量を算定し、概算工事費を算出した。

その結果を表 7.16 に示す。また、それぞれの工事費算出方法を以下に詳述する。

表 7.16 Gökçekaya PSPP の概算工事費

| Cost Items                            | Cost (10 <sup>6</sup> USD) | Remarks           |
|---------------------------------------|----------------------------|-------------------|
| A. Preparatory Works                  | 25.0                       |                   |
| B. Costruction Works                  | 418.0                      |                   |
| Upper dam and reservoir               | 136.4                      |                   |
| Diversion                             | 1.3                        |                   |
| Dam                                   | 135.1                      |                   |
| Lower reservoir                       | 26.2                       |                   |
| Waterway                              | 125.3                      |                   |
| Intake                                | 11.1                       |                   |
| Headrace                              | 32.9                       |                   |
| Headrace surge tank                   | 7.8                        |                   |
| Penstock                              | 15.4                       |                   |
| Draft gate chamber and shaft          | 2.8                        |                   |
| Tail bay                              | 5.7                        |                   |
| Tailrace surge tank                   | 3.8                        |                   |
| Tailrace                              | 7.9                        |                   |
| Outlet                                | 4.1                        |                   |
| Work adits                            | 33.7                       |                   |
| Power house and switch yard           | 76.2                       |                   |
| Power house                           | 74.2                       |                   |
| Switch yard                           | 2.0                        |                   |
| Main tunnels                          | 39.0                       |                   |
| Investigation and test                | 15.0                       |                   |
| C. Equipment                          | 377.7                      |                   |
| Hydro-mechanical works                | 64.4                       |                   |
| Electro-mechanical works              | 298.4                      |                   |
| Building relations                    | 14.9                       | Electro-mech*0.05 |
| D. Engineering survice                | 50.0                       |                   |
| E. Administrative expense             | 8.2                        | (A-C)*0.01        |
| F. Land compensation and resettlement | 5.0                        | A*0.2             |
| G. Contingency                        | 88.4                       | (A-F)*0.1         |
| H. Price contingency                  | 88.4                       | (A-F)*0.1         |
| I. Custom duty                        | 37.8                       | C*0.1             |
| Total project cost                    | 1098                       |                   |
| Unit cost (USD/kW)                    | 785                        |                   |



## (1) 建設工事費

### (a) 準備工事

準備工事は、取付道路に関する工事費とする。取付道路の数量については、1/5,000 地形図および現地踏査結果から概略値を算定した。

### (b) 土木工事

土木工事に関わる工種毎の建設単価については、カウンターパート機関である EIE より入手したものを一部修正して使用した。

工事数量は、1/5,000 地形図と現地踏査から得られた情報から実施した概念設計を基に、主構造物毎に掘削(土砂, 岩盤, トンネル), コンクリート, 鉄筋等を算定し費用を算出した。また、雑工事費を考慮して、明かり部工事に対して上記費用の 10%、トンネル(地下)工事に対して 15%を計上し、トンネル(地下)工事にはさらに地質の不確実性を考慮して 15%を計上した。

設計のために必要な調査・試験費は、15 百万 USD として土木工事に分類して計上した。

### (c) 鋼構造物工事

水圧鉄管, ゲート関係のコストについては、他国での見積もり実績を使用した。また、据付費を考慮して、上記工事費の合計の 15%を計上する。

### (d) 電気・機械工事

前述したように、水車発電機の形式は、日本での揚水発電所に据付けられた実績を踏まえ、単段フランシス型を採用することとした。見積額は発電機器代, 現地輸送費, 付属設備代および据付工事費が含まれた金額である。

## (2) エンジニアリングサービス

フィージビリティスタディ, 詳細設計, 請負業者・資機材調達および工事管理のためのエンジニアリングサービス費用として、50 百万 USD を計上する。

## (3) 一般管理費

プロジェクトの発注者の一般管理費として、上記に示す建設工事費の 1.0%を計上する。

## (4) 用地補償費

発電所構造物の建設用地の補償費は、準備工事費の 20%を計上する。

## (5) 関税

前述したとおり電気機器, 鋼構造物関係については、他国からの輸入となると想定されるため、輸入する製品の関税として、電気・機械工事費の 10%を計上する。

## (6) 予備費

予備費として(1)~(4)の 10%を計上する。

## (7) 物価上昇費

物価上昇費として(1)~(4)の 10%を計上する。

### 7.3.4 プロジェクトの標準開発工程

PSPP プロジェクトの標準開発工程を表 7.17 に示す。

これによると、FS 開始から発電所運転開始まで、標準で12年間必要である。それぞれの工期について、以下に詳述する。

#### (1) フィージビリティスタディ(FS)

日本の経験より、地質調査工事期間 0.5 年、地形・地質調査、水文気象調査等各種調査と、それに基づく技術検討、設計、経済財務分析評価結果の評価期間 1 年の計約 1.5 年とした。

併行に行われる環境調査は、現地調査および評価を含めて計約 1.25 年とした。

#### (2) 環境影響評価(EIA)

トルコ国における EIA 手続きはプロジェクトオーナーが行うことが求められる。

FS の実施主体とプロジェクトオーナーが同一の場合は FS 期間中に並行して実施可能であるが、トルコでの開発実態を考慮して、別途、EIA 手続き期間を設定した。通常、現地調査、EIA レポートの政府承認および Public Acceptance 期間を含めて約 1.5 ヶ年を要するが、上述 FS 期間中の環境調査結果を活用できることから、EIA 手続き期間を 1 年とした。

#### (3) 資金計画の確立

開発資金を国際援助機関に求めた場合を想定し、申請からローンアグリーメントの締結まで、約 1 年とした。

#### (4) コンサルタントの入札・選定

コンサルタントの入札ならびに選定のための期間は、約 0.5 年とした。

#### (5) 詳細設計および工事入札図書の作成

JICA 調達ガイドラインに基づき、詳細設計および入札図書の作成（エンジニアリングサービス）の期間は 1.5 年とした。この詳細設計には、地形・地質調査の追加実施を含む。

#### (6) 請負業者の入札・選定

土木・建築工事ならびに電気・機械工事の請負業者の入札および選定は、JICA 調達ガイドラインに準拠し約 1 年とした。

#### (7) 建設工事

準備工事期間（1 年）を含む、全体工事期間は、日本での実績を踏まえ、約 6 年とした。（Altinkaya PSPP に比べて、落差が小さく、水圧管路も縦坑タイプであるため工期は 1 年短いと想定される）

上記より、本調査に引続き、2011 年当初より FS のためのコンサルタント選定を開始した場合でも、初号機の完成は 2023 年度となる。

表 7.17 標準開発工程表（Gökçekaya PSPP）

|  | 1st Year   |    |    |    | 2nd |    |    |    | 3rd  |    |    |    | 4th |    |    |    | 5th |    |    |    | 6th |    |    |    | 7th |    |    |    | 8th |    |    |    | 11th |    |    |    | 12th |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
|--|--|----|----|----|-----|----|----|----|--|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|-----|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|--|--|--|--|--|--|--|--|
|  | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1  | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 | Q1   | Q2 | Q3 | Q4 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Feasibility Study</b>                           | [Gantt bar spanning from Q1 Year 1 to Q4 Year 3]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Geological Investigation                           | [Gantt bar spanning from Q1 Year 1 to Q4 Year 2]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Geological Evaluation & Basic Design               |  |    |    |    |     |    |    |    | [Gantt bar spanning from Q1 Year 2 to Q4 Year 3] |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Environmental Investigation                        |  |    |    |    |     |    |    |    | [Gantt bar spanning from Q1 Year 2 to Q4 Year 3] |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Environmental Impact Assessment</b>             | [Gantt bar spanning from Q1 Year 3 to Q4 Year 4]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Development Organization &amp; Funding Plan</b> | [Gantt bar spanning from Q1 Year 3 to Q4 Year 4]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Selection of Consultant</b>                     | [Gantt bar spanning from Q1 Year 4 to Q4 Year 4]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Detailed Design &amp; Bidding Documents</b>     | [Gantt bar spanning from Q1 Year 4 to Q4 Year 5]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Bid Tender for Construction Work</b>            | [Gantt bar spanning from Q1 Year 6 to Q4 Year 6]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| <b>Construction</b>                                | [Gantt bar spanning from Q1 Year 7 to Q4 Year 12]  |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Preparatory Works                                  | [Gantt bar spanning from Q1 Year 7 to Q4 Year 8]   |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Civil Structure                                    | [Gantt bar spanning from Q1 Year 8 to Q4 Year 11]  |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Electro Mechanical Equipment                       | [Gantt bar spanning from Q1 Year 7 to Q4 Year 12]  |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Transmission Line                                  | [Gantt bar spanning from Q1 Year 11 to Q4 Year 12] |    |    |    |     |    |    |    |  |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |     |    |    |    |      |    |    |    |      |    |    |    |  |  |  |  |  |  |  |  |

## 7.4 送電設備概算工事費の算定

選定された2地点に関して、EIE提供の地形図に基づき机上にてルートを選定した。Altinkaya 地点に関しては、地形条件から長径間の鉄塔設置が想定されることから、現地調査を行い実現可能性の評価を行った。また、机上でのルート選定に因る送電線互長と TEIAS の設計基準に従い東京電力の経験から推定し、概算工事費を算定した。

### 7.4.1 TEIAS 送電線設計基準

選定された揚水発電所からの送電設備は、TEIAS(Turkish Electric Transmission Company)の定めた設計基準に従う。TEIAS の設計基準は以下のとおりである。

#### (1) 基本設計条件

基本的条件を下記に示す。

##### (a) 外気温温度

- ・最大気温 45°C
- ・最低温度 -5°C

##### (b) 風圧

- ・電線 68 kg/m<sup>2</sup>
- ・がいし連 無着氷時 90 kg/m<sup>2</sup>、着氷時 30 kg/m<sup>2</sup>
- ・鉄塔 90 kg/m<sup>2</sup>

##### (c) 着氷

- ・着氷係数 0.2(Area Zone II)
- ・着氷密度 0.6g/cc

#### (2) 電線・架空地線の設計

##### (a) 電線及び地線

電線には、『Pheasant<ASTM 規格準拠>』の3導体が、架空地線には、EHSS galvanized steel(トルコより提供) 96 mm<sup>2</sup>が適用された。

電線及び地線の仕様を下表に示す。

表 7.18 電線の特性について

|           |                                  |
|-----------|----------------------------------|
| 電線線種 (型名) | Pheasant                         |
| 電線構成      | Al:54/3.899 mm<br>St:19/2.339 mm |
| 規格        | ASTM B232                        |
| アルミ部断面積   | 644.5 mm <sup>2</sup>            |
| 外径        | 35.1 mm                          |
| 重量        | 2.433 kg/m                       |
| 最小引張荷重    | 19,800 kgf                       |
| 等価弾性係数    | 7,952 kgf/mm <sup>2</sup>        |
| 線膨張係数     | 19.59×10 <sup>-6</sup>           |

表 7.19 架空地線の特性について

|           |                       |
|-----------|-----------------------|
| 電線線種 (型名) | EHSS galvanized steel |
| 断面積       | 96 mm <sup>2</sup>    |
| 外径        | —                     |
| 重量        | 0.6 kg/m              |
| 最小引張荷重    | —                     |
| 弾性係数      | —                     |
| 線膨張係数     | —                     |

## (b) 架空地線の弛度及び張力

常時張力下の架空地線の弛度は、架空地線から電線への逆フラッシュオーバーおよび電線への直撃雷を避けるために、電線弛度の 80%にする。

## (c) 標準径間長

鉄塔間の標準径間を 450m とする。

## (d) 地上高(Ground Clearance)について

- a) 水面上 : 8.5m
- b) 道路上 : 12m
- c) 森林 : 8.0m
- d) 建造物 : 8.7m
- e) 鉄道 : 10.5m

## (3) がいし設計

## (a) 鉄塔装柱別のがいしの耐力

380kV 送電線に適用されるがいしの耐力は以下のとおりとする。

- ・懸垂型：160 kN
- ・耐張型：210 kN

## (b) がいし一連当りの個数

380kV 送電線に適用する、がいし一連当りのがいし個数は 20 個。

## 7.4.2 送電線概算コスト算出

TEIAS からの聞き取り調査の結果、380kV 1 回線送電線の単位長あたりの平地での建設コストは、160,000 USD/km である。また、過去の東京電力での 500kV 2 回線のコストは 1 回線コストの 2 倍であったことから、160,000 USD/km を 2 倍し、320,000 USD/km を得る。これは、平地での建設コストである。対象送電線は山間地を通過していることから、東京電力での山間地を通過する送電線のコストと平地との比較により、320,000 USD/km を 1.25 倍し、400,000 USD/km が本件での概算建設コストと推定される。

揚水発電からの送電線概算建設単価は以下の表のとおりとした。

表 7.20 380kV 2 回線送電線の概算建設単価

|               |                |
|---------------|----------------|
| 380kV 2 回線送電線 | 400,000 USD/km |
|---------------|----------------|

## 7.4.3 Altinkaya PSPP 送電線建設概算コスト

Altinkaya PSPP 開閉所から直近の TEIAS 系統開閉所である Altinkaya HES の開閉所までのルートを下図に示す。Altinkaya PSPP 建設予定送電線の概算亘長は 11.1km であることから、概算工事費は  $11.1\text{km} \times 0.4\text{millionUSD/km} = \mathbf{4.44\text{millionUSD}}$  となる。

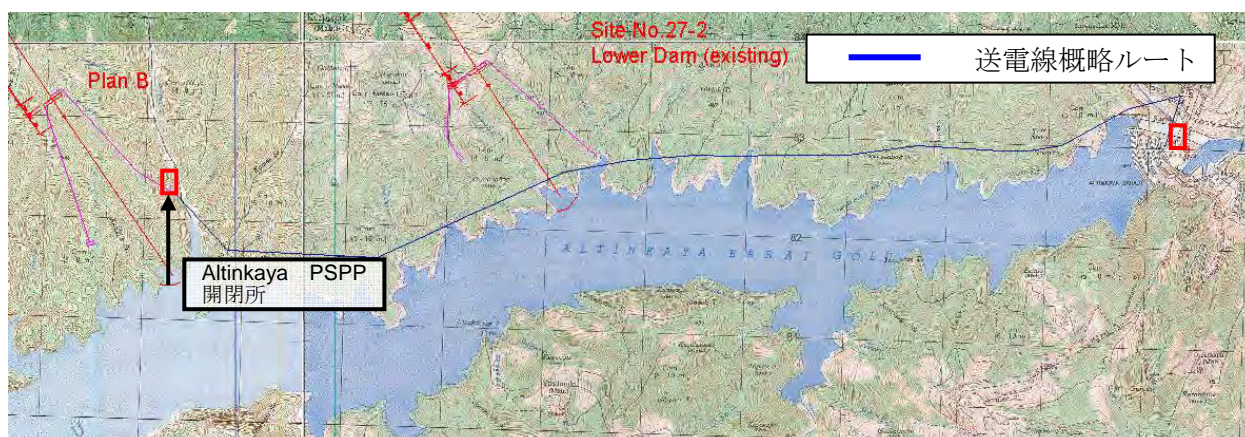


図 7.18 Altinkaya PSPP 送電線ルート概要

## 7.4.4 Gökçekaya PSPP 送電線建設概算コスト

Gökçekaya PSPP の建設予定送電線の概算亘長は 1.8km であり、概算工事費は  
 $1.8\text{km} \times 0.4\text{millionUSD/km} = \mathbf{0.72\text{ millionUSD}}$  である。

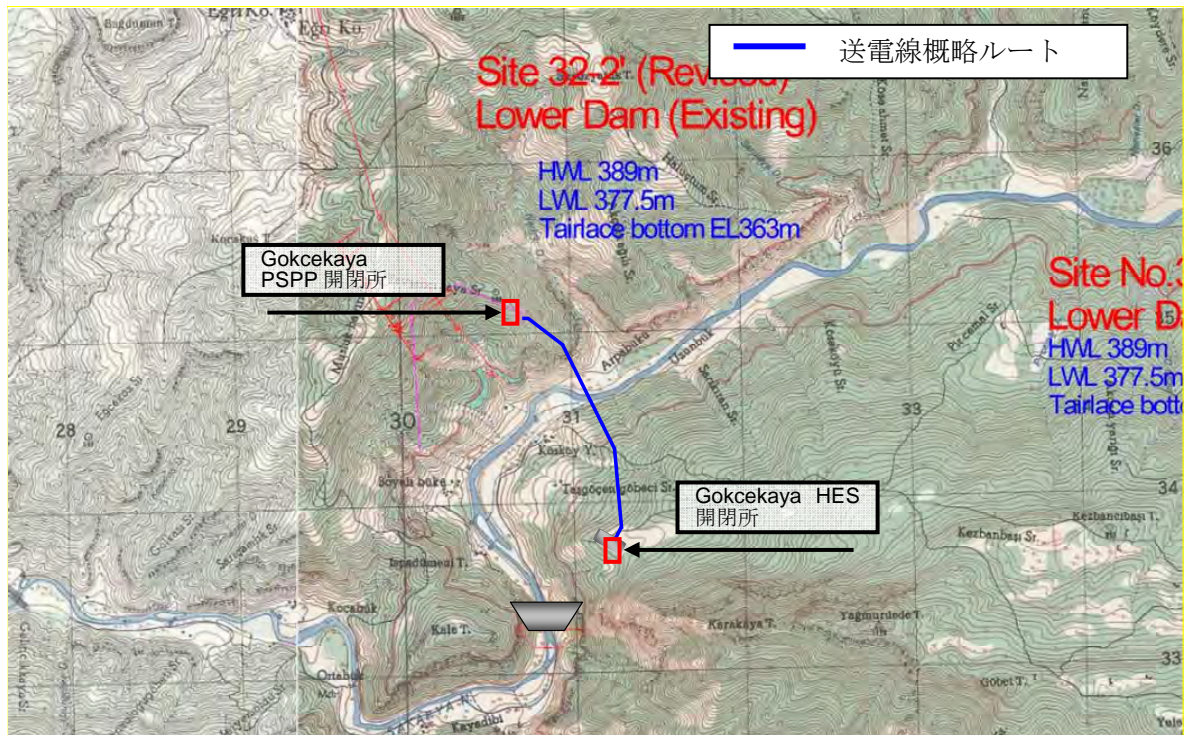


図 7.19 Gökçekaya PSPP 送電線ルート概要

#### 7.4.5 揚水発電所設置時の 380kV 系統の潮流状況

##### (1) 検討の方法

本節では、前節で示した TEIAS から入手した 2015 年ピーク需要時の系統解析モデルを基に、揚水発電所運転時の 380kV 系統の潮流状況を確認し、揚水発電所運転時に必要となる 380 kV 送電線の規模を見積もった。

前述のように、TEIAS から入手した 2015 年ピーク需要時の系統解析モデルでは既存の水力発電所の出力が最大発電力の 2~3 割に抑えられている。また新規の火力 IPP の一部は停止している。

今回、TEIAS からの要望により、水力発電所および新設の火力 IPP の出力を最大にしたケースの検討を実施した。具体的には、上述の入手データにおいて出力が抑えられているトルコ東北部、東部山岳地帯の水力発電所、および黒海沿岸の新規の IPP 電源を最大の出力で運転した場合に対応できる送変電系統を検討し、この系統をベース系統とした。なお、系統の負荷を 15%程度増加させることで出力の増加分を消費した。

さらに、今回抽出された 2 地点の揚水発電所（Altinkaya 揚水発電所、あるいは Gökçekaya 揚水発電所）を運転した場合に新たに必要となる送電線を検討し、送電ロスと比較した。

##### (2) 2015 年の発電所の出力増加時に対応できる系統増強

TEIAS から入手した 2015 年ピーク需要時の系統解析モデルにおいて、全ての発電機の出力を一度に最大にすると、総需要の 30%以上に相当する負荷を増加させなければならず、検討が困難となる。このため、出力を増加させる発電機を黒海沿岸地域および東部山岳地帯の 2 つの地域に分け、それぞれの地域における発電力の増加に対応できるように系統増強を検討した。

次の 2 通りの発電パターンを設定した。

パターン A: 黒海沿岸地域の発電力を増加

パターン B: 東部山岳地帯の発電力を増加

パターン A で新規に最大出力とした発電所

- Altinkaya, Boyabat, Hasanugurlu, Borcke, Deriner, Artvinhe の各水力発電所
- Amarsa, Cayli TES, Sinop TES, Gerze Termik の各火力 IPP
- Yusufuri, Gökçekaya の各水力発電所 (パターン A,B 共通)
- Erentes, Cayrihan の各火力 IPP (パターン A,B 共通)

パターン B で新規に最大出力とした発電所

- Beyhani, Pervari, Cetin, Keban, Birecic, Karakaya, Ataturk および Akdam の各水力発電所
- Yusufuri, Gökçekaya の各水力発電所 (パターン A,B 共通)
- Erentes, Cayrihan の各火力 IPP (パターン A,B 共通)

次に TEIAS の計画のクライテリアに準拠して以下の基準を設定し、TEIAS から入手した 2015 年ピーク需要時の系統解析モデルにおいて、A, B 両方の発電パターンに対応できるような送電系統の増強を検討した。



設定した基準

- 380/154kV 変圧器および 154kV 系統については、常時過負荷を回避するように変圧器増設、もしくは増回線を行う。
- 380kV 送電線については、1 回線事故時に潮流が残り設備の容量を超過しないように系統増強を行う。1 回線事故時に許容される 380 kV 送電線の容量は TEIAS から入手した PSS/E データに記載されている以下の値を使用した。本検討では、夏容量に相当する Rate B を採用した。

表 7.21 TEIAS から入手した PSS/E データに記載されている送電線の容量

|              | 3B, Pheasant | 3B, Cardinal | 2B, Cardinal |
|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Rate A (MVA) | 1921         | 1589         | 1057         |
| Rate B (MVA) | 1604         | 1334         | 889          |

\* Rate A および Rate B はそれぞれ熱容量および夏容量の 5% 増しの値である。

解析の結果、TEIAS から入手したトルコの系統解析データにおいて、パターン A、B の発電を行うと 380/154kV 変圧器および 154kV 系統の一部に常時過負荷が生じ、また、一部の 380kV 送電線の 1 回線事故時に過負荷を生じることが確認された。このため当該区間に回線を追加し、過負荷を解消した。

こうして得られた系統を「ベース系統」とする。ベース系統はその作り方から、揚水発電所を運転していなければ、A、B 両方の発電パターンに対して、常時運転時および 380kV 送電線の 1 回線事故時の過負荷は生じず、A、B 両方の発電パターンに対して対応可能である。

ベース系統の損失率を表 7.22 に示す。A、B 両方の発電パターンにおいて、送電損失に大きな差はない。

表 7.22 ベース系統における損失率

|       | A: 黒海沿岸地域の発電力を増加した場合 | B: 東部山岳地帯の発電力を増加した場合 |
|-------|----------------------|----------------------|
| 発電力   | 54,698.2 MW          | 54,697.2 MW          |
| 負荷    | 53,302.8 MW          | 53,302.8 MW          |
| 送電損失  | 1,395.3 MW           | 1,394.4 MW           |
| 送電損失率 | 2.55%                | 2.55%                |

また、ベース系統の潮流図を発電パターン毎に、下図に示す。図中に今回検討の対象とする揚水発電所の位置を示しているが、運転はしていない。

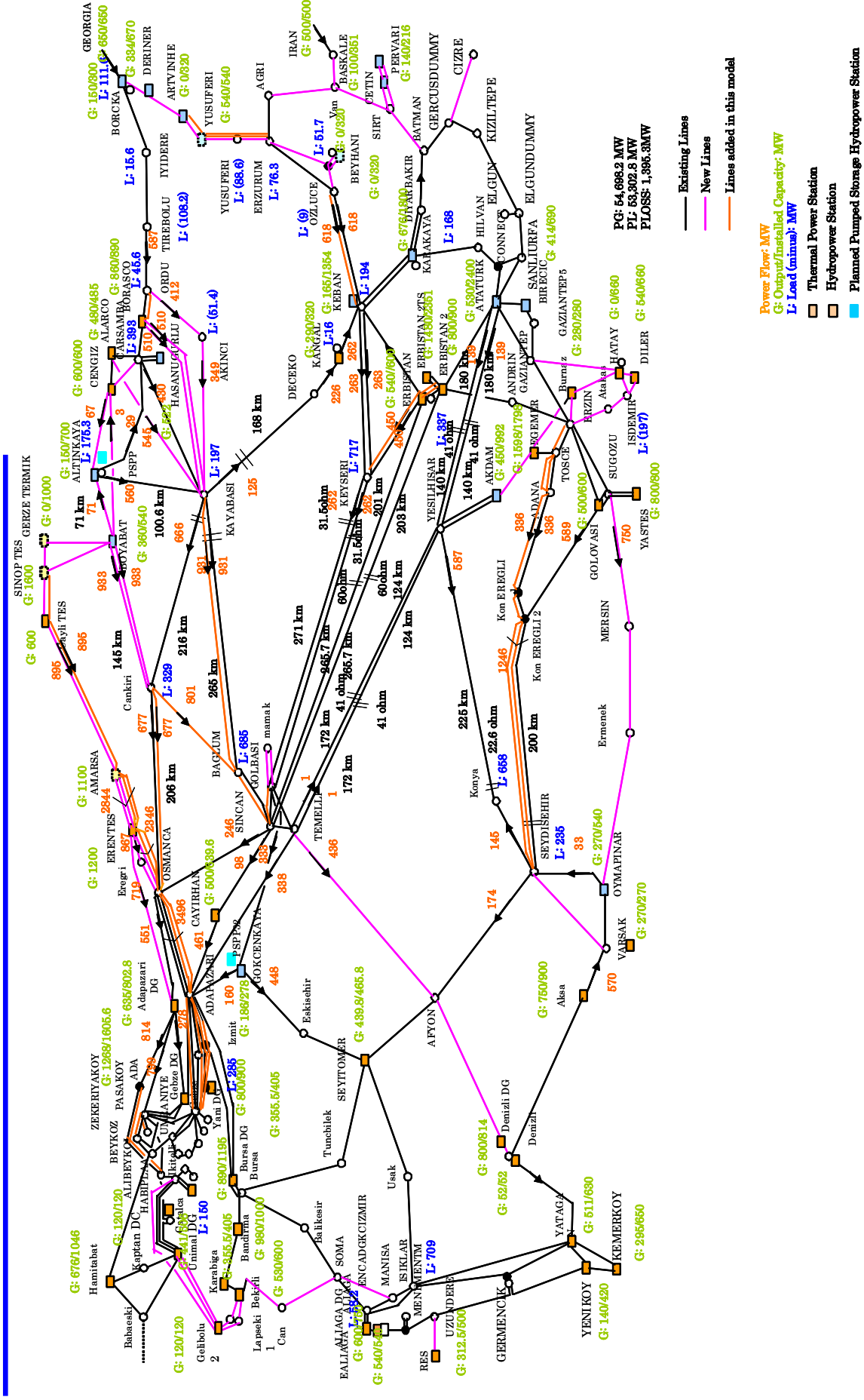


図 7.20 ベース系統における潮流計算結果 (発電パターン A)

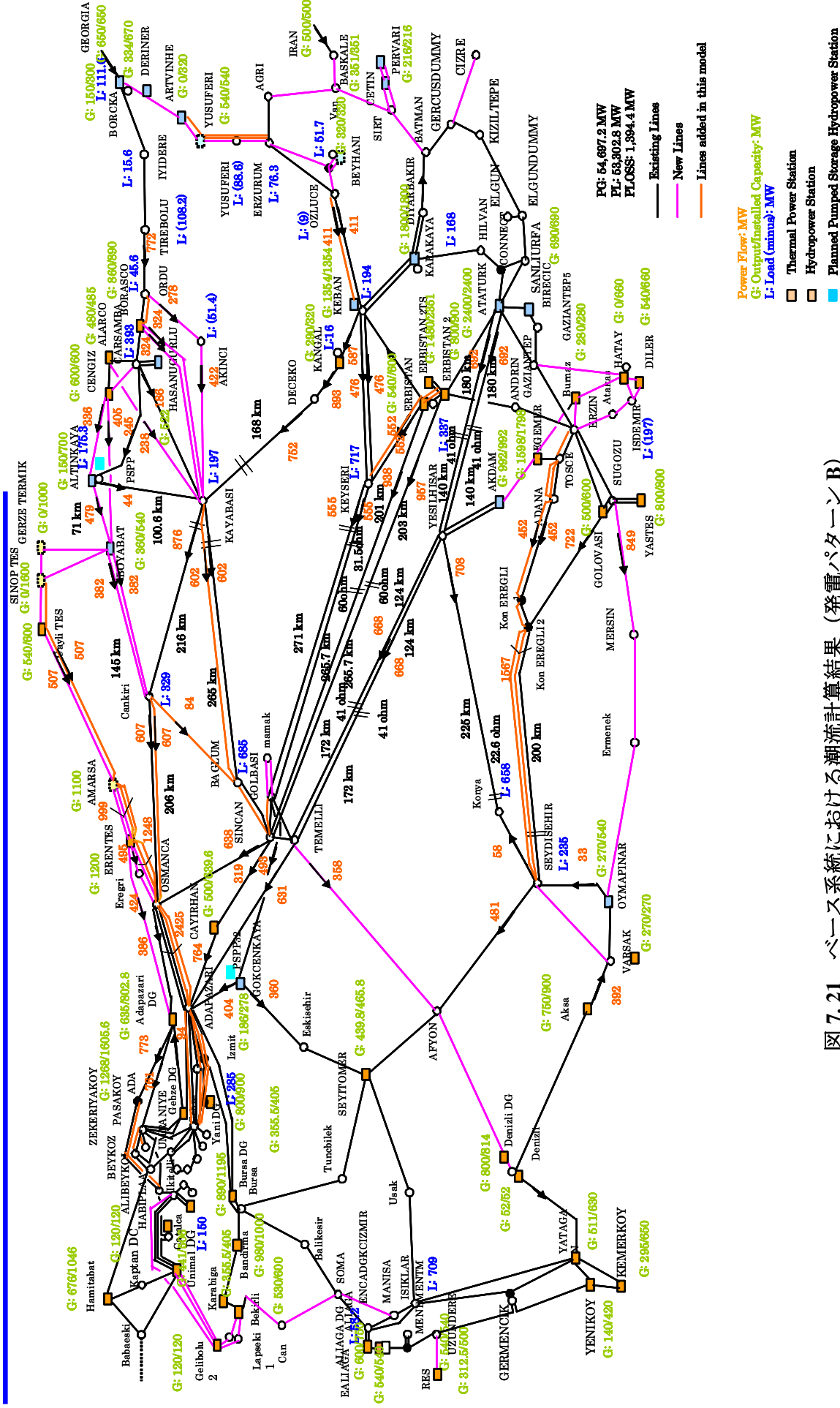


図 7.21 ベース系統における潮流計算結果 (発電パターン B)

## (3) 揚水発電所の運転時に必要となる回線

ベース系統に今回対象となる揚水発電所を接続し、前項で設定したクライテリアを満たすために必要となる 380kV 送電線の回線を見積もった。

## (a) Altinkaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる回線

ベース系統において、Altinkaya 揚水発電所の運転を行った場合に必要となる 380kV 送電線の回線を求めた。なお、Altinkaya 揚水発電所は 380kV 2 回線送電線により Altinkaya 水力発電所へ接続することとした。

A の発電パターンで Altinkaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時に 380kV 送電線には過負荷は生じない。しかし、Altinkaya-Kayabasi-Baglum-Sincan, および Boyabat- Cankiri 間で 380kV 送電線他回線の 1 回線事故時に過負荷を生じる。

B の発電パターンで Altinkaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時および 380kV 送電線の 1 回線事故時に過負荷は生じない。

このため、Altinkaya 揚水発電所を運転する場合には、A の発電パターンに対応するために、以下の回線を追加する。

- Altinkaya 揚水発電所-Altinkaya 380kV 11.1 km 2 回線
- Altinkaya-Kayabasi-Baglum-Sincan 380kV 394 km 1 回線
- Cayirihan-Adapazari 380 kV 136 km 1 回線

上記の系統増強後、軽負荷時に Altinkaya 揚水発電所を揚水運転する場合、常時運転時および 1 回線事故時に過負荷は生じない。また、長距離の重潮流区間の事故時の解析結果から、安定度面も問題はないと考えられる。

## (b) Gökçekaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる回線

前述のベース系統において、Gökçekaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる 380kV 送電線の回線を求めた。なお、Gökçekaya 揚水発電所は 380 kV 2 回線送電線により Gökçekaya 水力発電所へ接続することとした。

A の発電パターンで Gökçekaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時に 380kV 送電線には過負荷は生じない。しかし、Gökçekaya- Eskisehir, および Gökçekaya- Adapazari 間で 380kV 送電線他回線の 1 回線事故時に過負荷を生じる。

B の発電パターンで Gökçekaya 揚水発電所を発電した場合、常時運転時に 380kV 送電線には過負荷は生じない。しかし、Gökçekaya- Eskisehir, および Gökçekaya- Adapazari 間で 380kV 送電線他回線の 1 回線事故時に過負荷を生じる。

このため、A, B の発電パターンに対応するために、Gökçekaya 揚水発電所を運転する場合には、以下の回線を追加する。

- Gökçekaya 揚水発電所-Gökçekaya 380kV 1.8 km 2 回線
- Gökçekaya 揚水発電所（もしくは Gökçekaya 水力発電所）- Adapazari 380 kV 100 km 1 回線

なお、上記の系統増強後、軽負荷時に Gökçekaya 揚水発電所を揚水運転する場合、常時運転時および 1 回線事故時に過負荷は生じない。また、以下に示す長距離の重潮流区間の事故時の解析結果から、安定度面も問題はないと考えられる。

なお、Gökçekaya 揚水発電所からの送電線の引き込みは下図の形を仮定した。

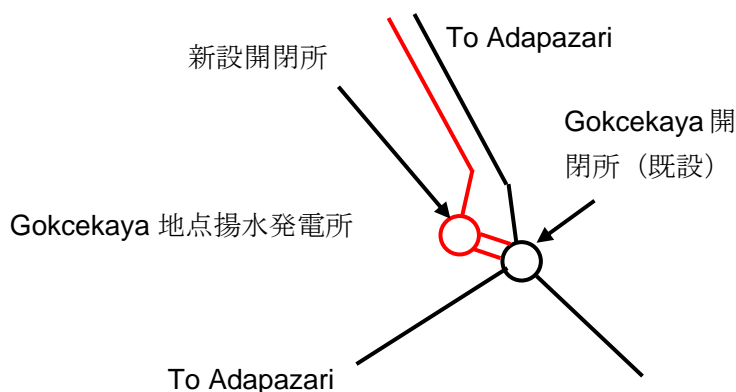


図 7.22 Gökçekaya 揚水発電所からの送電線引き込み

図 7.23 に Altinkaya および Gökçekaya 周辺のベース系統を示す。図 7.24 に Altinkaya 揚水発電所の発電を行った場合に必要となる 380kV 送電線を示す。図 7.25 に Gokcelaya 地点揚水発電所の発電を行った場合に必要となる 380 kV 送電線を示す。

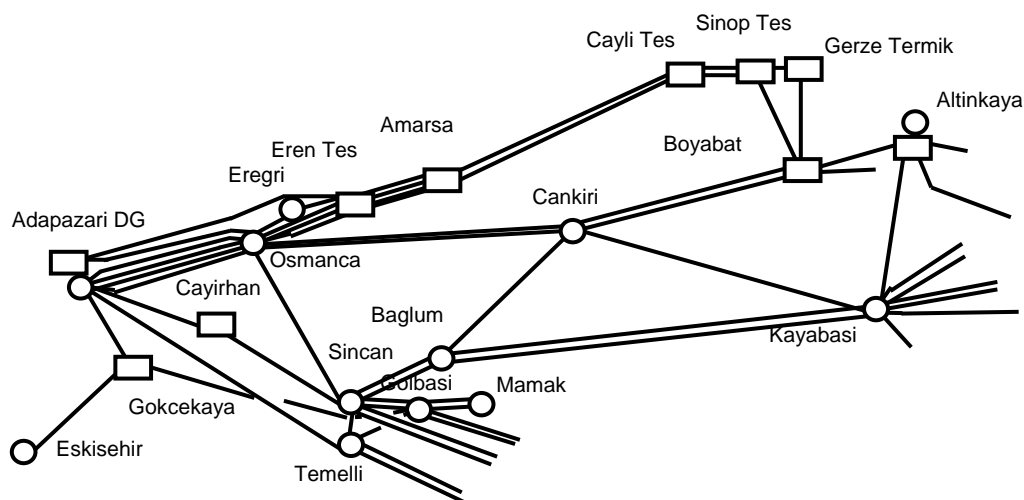
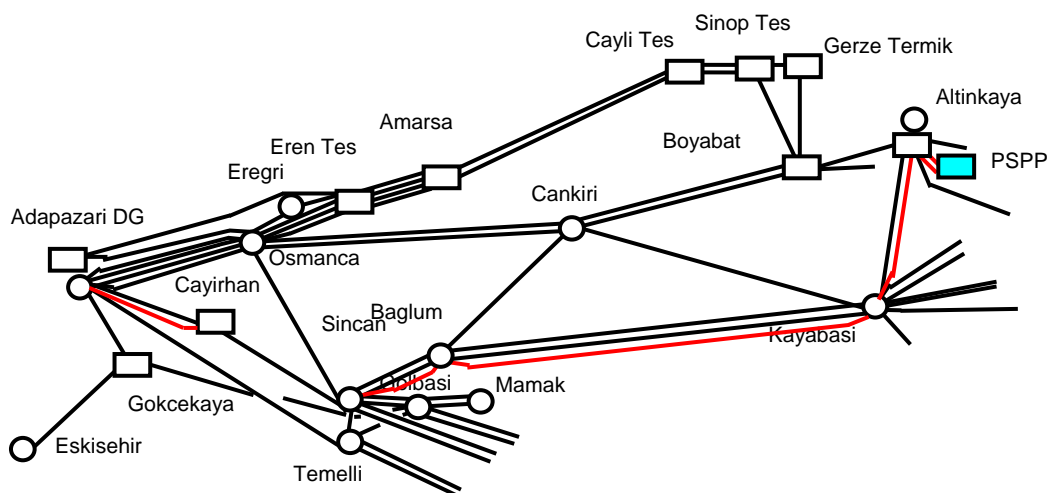
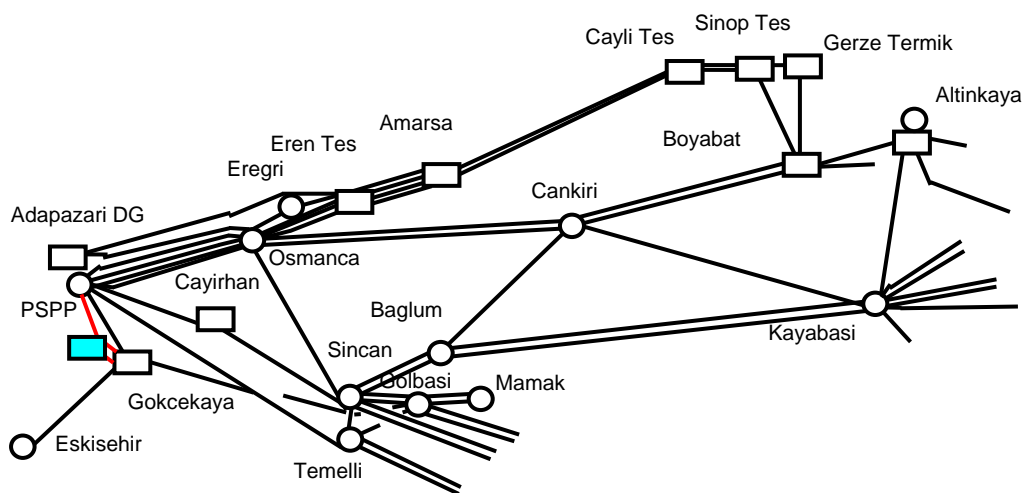


図 7.23 黒海沿岸地域および東部山岳地帯の発電力に対応した 380kV 系統 (ベース系統)



赤線はベース系統に追加した 380kV 回線を示す。

図 7.24 Altinkaya 揚水発電所の送電に必要な 380kV 回線増分

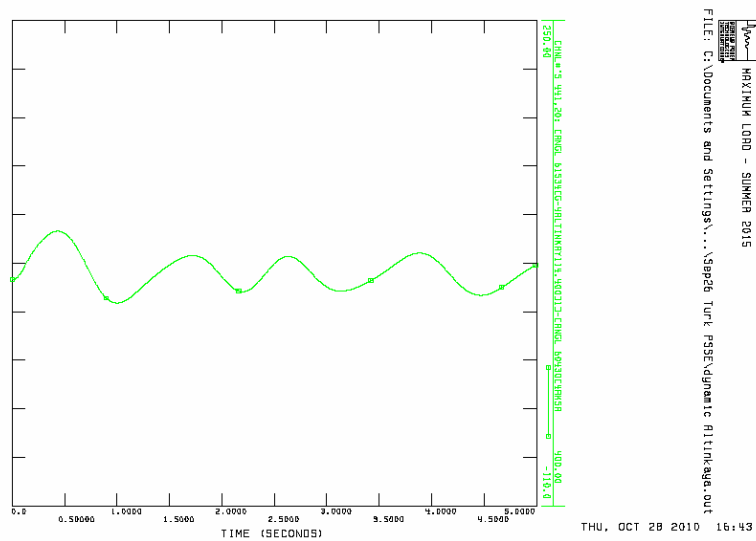


赤線はベース系統に追加した 380kV 回線を示す。

図 7.25 Gökçekaya 揚水発電所の送電に必要な 380kV 回線増分

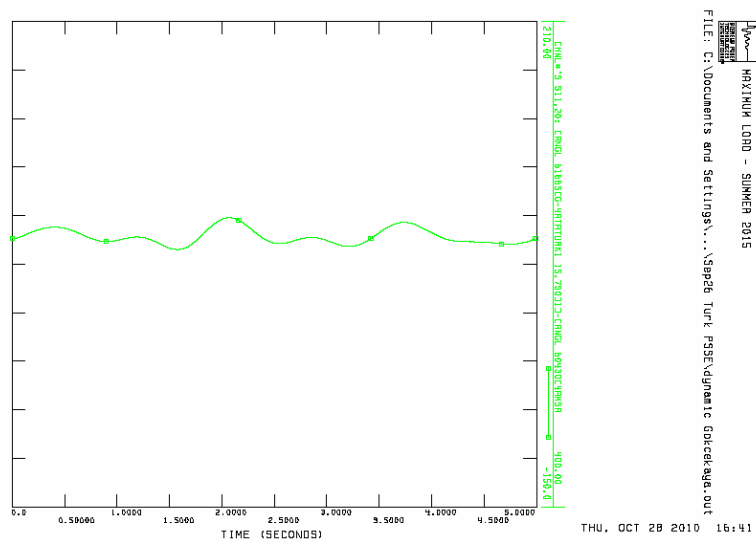
また、下図にピーク需要時の揚水発電時の比較的潮流が大きく、距離が長い 380kV 送電線 1 回線事故時の安定度波形を示す。

下図の A 発電パターンにおいて Altinkaya 揚水発電所を発電運転した時の Kayabasi- Baglum 間の 1 回線事故時の安定度波形を、下図の B 発電パターンにおいては Gökçekaya 揚水発電所を発電運転した時の Erbistan-Sinkan の 1 回線事故時の安定度波形を示す。波形は事故区間近傍にある発電機の内部相差角の変化を示し、時間を経ても発散しておらず、安定であることを示している。



注) Kayabasi 母線付近の Kayabasi- Baglum 送電線 1 回線三相短絡事故後、120 ms で当該回線開放の場合。波形は Altinkaya 水力発電所と南西部にある Aksa 発電所の発電機内部位相差。

図 7.26 1 回線事故時の安定度波形 (A 発電パターン)



注) Erdebistan 母線付近の Erdebistan- Sinkan 送電線 1 回線三相短絡事故後、120 ms で当該回線開放の場合。波形は Ataturk 発電所と南西部にある Aksa 発電所の発電機内部位相差。

図 7.27 1 回線事故時の安定度波形 (B 発電パターン)

## (4) 揚水発電所の運転時に必要となる回線の規模と送電ロス

前述の検討結果から、Altunkaya 揚水発電所および Gökçekaya 揚水発電所の運転時に必要となる回線の規模は以下のように見積もられる。

表 7.23 揚水発電所の運転時に必要となる 380 kV 増回線区間

| Altunkaya 揚水発電所設置のケース                                 | Gökçekaya 揚水発電所設置のケース                           |
|---|---|
| Altunkaya-Kayabasi-Baglum-Sincan 380kV 394 km 1 回線増加  | Gökçekaya 揚水発電所- Adapazari 380 kV 100 km 1 回線増加 |
| Cayirihan-Adapazari 380 kV 136 km 1 回線増加<br>合計 530 km | 合計 100 km                                       |

Altunkaya 地点から需要地までの送電距離が長いために、必要となる増回線区間の距離は Gökçekaya 揚水発電所のケースよりも長くなる。

Altunkaya 揚水発電所および Gökçekaya 揚水発電所の運転時の送電ロスは、発電パターン毎に以下のように計算された。なお、表中の送電ロスは、今回使用したモデル系統全体での値である。

表 7.24 揚水発電所の運転時の送電ロス

| ケース                                |        | Altunkaya 揚水発電所設置 |       | Gökçekaya 揚水発電所設置                   |       |
|------------------------------------|--------|-------------------|-------|-------------------------------------|-------|
| 揚水発電所の運転パターン                       | 発電パターン | 送電ロス              | ロス率   | 送電ロス<br>( ): Altunkaya 揚水発電所のケースとの差 | ロス率   |
| ピーク需要時 発電<br>運転<br>負荷 54,144.1 MW  | A パターン | 1,482.6 MW        | 2.67% | 1,378.5MW<br>(▲ 104.1 MW)           | 2.48% |
|                                    | B パターン | 1,465.3 MW        | 2.63% | 1,381.9MW<br>(▲ 83.4 MW)            | 2.49% |
| オフピーク需要時<br>揚水運転<br>負荷 32,486.5 MW | A パターン | 471.8 MW          | 1.43% | 528.5MW<br>(+ 56.7 MW)              | 1.60% |
|                                    | B パターン | 514.8 MW          | 1.56% | 556.8 MW<br>(+ 42.0 MW)             | 1.69% |

Gökçekaya 揚水発電所設置のケースの方が、Altunkaya 揚水発電所設置のケースよりもピーク需要時の発電運転時の送電ロスが 80～100 MW 程度小さいが、オフピーク需要時の揚水運転時は Gökçekaya 揚水発電所のケースが、Altunkaya 揚水発電所設置のケースよりも送電ロスが 40～60 MW 程度大きい。



この理由は、Altinkaya 揚水発電所はアンカラ、イスタンブールなどの需要地から遠く、発電時のロスは大いだが、Altinkaya 地点は揚水原資となる発電所から近いために、揚水運転時の送電ロスは Gökçekaya 揚水発電所のケースよりも小さくなるためであると考えられる。

年間の損失は、揚水発電所の運転パターン、揚水運転時の原資となる発電所の運転パターンに大きく依存し、詳細な値を求めることは困難であり、両者の年間送電ロスの大小を一概に言うことはできないが、揚水運転の時間が、ピーク時の発電運転の時間よりも長いことを考慮すると、ピーク時の送電ロスは Altinkaya 地点のケースの方が大きいものの、オフピーク需要時の揚水運転の送電ロスは Gökçekaya 地点の方が大きいことから、Altinkaya 地点および Gökçekaya 地点の年間の送電ロスに顕著な差はないと考えられる。

#### (5) 直列コンデンサ設置の留意点

前述のように、TEIAS の系統では東部の水力発電所地帯から中央部にかけて長距離の 380 kV 送電線の一部に安定度維持のために直列コンデンサが使用されている。直列コンデンサは、電力の商用周波数 (50 Hz) における送電線のリアクタンスを補償し、安定度の維持向上に寄与する。しかし、周波数が低い領域では直列コンデンサの補償率が増大し、送電線のリアクタンスは低下するため、商用周波数 (50 Hz) より低い周波数帯で共振を生じる。商用周波数の速度で回転している発電機の巻線には、この周波数の電流によるトルクが加わり、火力発電機や原子力発電機のような軸の長いタービンに軸ねじれ共振現象を起こすことがある。火力発電所あるいは原子力発電所が接続される系統への直列コンデンサの設置には留意が必要である。

水力発電所の場合には発電機の軸が短いため、この軸ねじれ共振の問題は生じない。

#### 7.4.6 送電設備概算工事費

Altinkaya PSPP 建設および Gökçekaya PSPP 建設に必要な送電設備概算工事費を表 7.25 および表 7.26 にまとめる。

Altinkaya PSPP 建設に必要な送電線の概算工事費は 100 million USD、Gökçekaya PSPP 建設に必要な送電線の概算工事費は 19 million USD と見積もられる。

表 7.25 Altinkaya PSPP 建設の場合

|  |         |      |                  |
|--|---------|------|------------------|
| Altinkaya PSPP-Altinkaya 水力発電所         | 11.1 km | 2 回線 | 4.4 millionUSD   |
| Altinkaya-Kayabasi-Baglum-Sincan 380kV | 394 km  | 1 回線 | 70.9 millionUSD  |
| Cayirihan-Adapazari                    | 136 km  | 1 回線 | 24.5 millionUSD  |
| 回線合計                                   | 552 km  |      | 99.8 million USD |

表 7.26 Gökçekaya PSPP 建設の場合

|                                 |        |      |                  |
|---------------------------------|--------|------|------------------|
| Gökçekaya PSPP- Gökçekaya 水力発電所 | 1.8 km | 2 回線 | 0.7 millionUSD   |
| Gökçekaya 揚水発電所- Adapazari      | 100 km | 1 回線 | 18.0 millionUSD  |
| 回線合計                            | 104 km |      | 18.7 million USD |

## 7.5 初期環境影響評価（IEE）

予備現地踏査および詳細現地踏査の2度に亘る現地調査結果に加え、その後、EIEが入手した関連情報を基に、Altinkaya PSPP 地点と Gökçekaya PSPP 地点について初期環境影響評価（IEE）を実施し、添付資料 7-5-1 および 7-5-2 に示すとおり取りまとめた。

第5章でも述べたとおり Gökçekaya PSPP 地点では小規模な住民移転が必要になる。しかし、

- 1) 国立公園などの環境保全地域は周辺に散在せず、貴重な動植物が確認されていないこと、
- 2) 下部調整池に既設の調整池を利用するために新たに下部ダムを建設する必要がないこと、
- 3) 上部ダム調整池は比較的規模が小さいと、
- 4) 水路はほとんどが地下構造物である、
- 5) アクセス道路の大部分はは既設道路の拡幅で対応可能、
- 6) また一度調整池に水を貯めてしまえば、通常時はさらなる取水が必要ない、

などの理由で、全般的には両地点とも、環境社会配慮上により開発の大きな支障になることはないと考えられる。

## 7.6 開発優先度評価

Altinkaya PSPP, Gökçekaya PSPP の 2 地点を対象として、開発優先度の評価を実施した。

評価にあたっては、

- ✓ 環境面の影響評価（社会／自然環境）
- ✓ 建設工事費（発電所建設費／送電線建設費）
- ✓ 需要地からの距離

の 3 項目を評価項目とし、それぞれの項目毎に順位を付けた後に総合的な順位を決めた。

なお、系統安定に対する貢献度は評価項目の 1 つと考えられるが、これについては別章で述べる。

各計画とも 380kV 新設送電線により既設発電所の開閉所へ直結する計画であり、新設する既設開閉所までの送電線建設費、さらに 7.4.6 節で述べた送電線の建設費を建設工事費の評価に含めた。

総合評価結果を取りまとめて、下の表に示す。

表 7.27 揚水優先開発候補地点の総合評価

| 評価項目           |        | Altinkaya PSPP                                      | Gökçekaya PSPP  |
|----------------|--------|---|---|
| 設備出力           |        | 1,800MW   | 1,400MW   |
| 標準開発工程         |        | 13 年間   | 12 年間   |
| 環境面            | 社会環境   | 直接影響を受ける世帯数：0 戸<br>影響を受ける水車小屋：2 棟<br>消失する農業用地：16 ha | 直接影響を受ける世帯数：2 戸<br>(ただし、2 戸ともセカンドハウス)<br>影響を受ける家畜用倉庫：2 棟<br>消失する農業用地：110 ha<br>数十基の墓碑の移転が必要<br>飲料水用の深層井戸の掘直しが必要 |
|                | 自然環境   | 自然環境に対する直接的な影響は若干あるものの、限定的なものである                    | 自然環境に対する直接的な影響は極めて限定的なものである。  |
| 建設費            | 発電所建設費 | 1,201mil. USD, 667 USD/kW                           | 1,098 mil. USD, 785 USD/kW  |
|                | 送電線建設費 | 100 mil. USD (530km+11km)                           | 19 mil. USD (100km+2 km)  |
|                | 合計     | 1,301mil. USD, 723 USD/kW                           | 1,117 mil. USD, 798 USD/kW  |
| Ankara からの直線距離 |        | 約 300 km  | 約 170 km  |
| 自然環境優先順位       |        | ①   | ②   |
| 経済性優先順位        |        | ①   | ②   |
| 総合評価           |        | ①   | ②   |

## 7.7 次ステップ調査に向けた提言

### 7.7.1 水文気象

いずれの概念設計地点とも下部調整池として既設のダム湖を利用する計画であるが、Altinkaya PSPP については上部ダムの設計(堆砂容量、洪水吐容量、ダム高)ならびに施工計画の立案のため、Gökçekaya PSPP については上部ダムの設計(水回し水路、堆砂対策工)ならびに施工計画立案のため、各ダムサイト近傍に新たにゲージングステーションを設置し、水文ならびに気象データを計測する必要がある。

### 7.7.2 地質調査

#### (1) Altinkaya PSPP 地点

次期調査段階で解決すべき課題とそれぞれの課題に対する地質調査および室内試験の一覧を表 7.28 に示す。

上部ダムについては、現在最も有力な案はコンクリート重力式(若しくは CFRD)で、ダム高;79m、堤頂長;330m を計画している。予定位置周辺の地質構造を把握するための地表地質踏査を実施するほか、ダムサイト全域に 100m のグリッドを設定し弾性波探査を実施する。ボーリングはグリッドの交点上で実施し、調整池周辺の地下水位を長期に把握する。ボーリング孔長は、ダム軸上では堤高相当分の 80m 級、上下流方向には 60m 級とし、全孔でルジオン試験を実施する。

その他、原石山、取水口、放水口においては、弾性波探査とボーリング調査の組み合わせを基本とする。

水路は、基本的には弾性波探査でカバーする。導水路水槽箇所では、地表からボーリングと孔内速度検層、地下水位以下でルジオン試験を実施する。

地下発電所は、予定位置周辺の地質構造を把握するため地表地質踏査を実施するとともに、地下空洞周辺の岩盤状況を確認するためのボーリングを地表から発電所空洞敷の標高までのボーリングを実施し、地下空洞敷から上の 100m 区間については孔内速度検層ならびにルジオン試験を実施する。

コッファードム位置では左右両アバット部でダム高相当深度のボーリングを実施する。また湖内で音波探査を実施し、ダム基礎部の地形状況を調べる。

表 7.30 に示す室内岩石試験を全対象構造物について実施する。ただし、X 線回折分析は膨張性鉱物を含有する可能性のある風化部のボーリングコアについてのみ実施する。

なお、ダムサイト、原石山および地下発電所における調査横坑、横坑内の(剪断試験あるいは平板載荷試験などの)原位置岩盤試験、地下空洞予定位置における初期応力測定などは詳細設計ステージで実施する。

表 7.28 Altinkaya PSPP 地点の次期調査段階で必要な調査一覧表

| 対象<br>構造物      | 課題   | 必要調査項目   | 備考  |
|----------------|--|--|---|
| 上部ダム/<br>調整池   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 地質構造の把握</li> <li>▶ ダム基礎岩盤の性状把握</li> <li>▶ ダムサイトおよび調整池岩盤の透水性状・地下水位の把握</li> <li>▶ 泥岩のスレーキング特性の把握</li> </ul> | 地表地質踏査<br>弾性波探査<br>ボーリング調査<br>孔内透水(Lu)試験<br>長期水位観測<br>室内岩石試験 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・地表踏査は、上部ダム調整池内全域を対象</li> </ul>                            |
| 上部ダム<br>原石山    | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ コンクリート重力式ダムのコンクリート骨材、CFRD のロック材の品質確認</li> </ul>   | 弾性波探査<br>ボーリング調査<br>室内岩石試験                                   |   |
| 取水口            | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 坑口付近・地質性状の確認</li> </ul>   | 弾性波探査<br>ボーリング調査<br>室内岩石試験                                   |   |
| 水路/<br>水槽      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 水路経過地の地質性状の確認（破碎帯など弱層の伏在している可能性）</li> </ul>   | 弾性波探査<br>ボーリング調査<br>(含孔内速度検層)<br>孔内透水(Lu)試験<br>室内岩石試験        | <ul style="list-style-type: none"> <li>・地表踏査は、水槽・地下発電所全域を対象</li> <li>・弾性波探査は、水路ルートのみ対象</li> </ul> |
| 地下発電所          | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 地質構造の把握</li> <li>▶ 地下空洞周辺の岩盤状況の確認</li> </ul>  | 地表地質踏査<br>ボーリング<br>(含孔内速度検層)<br>孔内透水(Lu)試験<br>室内岩石試験         |   |
| 放水口/仮<br>締切りダム | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 地質構造の把握</li> <li>▶ 岩盤クリープによる地表の緩み範囲の確認</li> <li>▶ 放水口計画箇所周辺の風化部の風化深度と岩盤状態の確認</li> </ul>                   | 地表地質踏査<br>弾性波探査<br>ボーリング調査<br>室内岩石試験                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>・地表踏査は、放水口周辺および Altinkaya 湖左岸道路で実施</li> </ul>              |
|                | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ コッファーダム基礎の地質構造把握</li> </ul>   | ボーリング調査<br>室内岩石試験<br>音波探査                                    |   |

## (2) Gökçekaya PSPP 地点

次期調査段階で解決すべき課題とそれぞれの課題に対する地質調査および室内試験の一覧を表 7.29 に示す。

現時点での上部ダム調整池の案は掘込み式の表面遮水式であり、ダムは掘削ズリを使ったアースダムで堤高は 35m である。

上部ダム湛水池で解明しなければならない問題点は水理地質構造である。深さ方向に Temg、PEg および PEge の順に通過し、水路経過地の大部分は PEg の分布域に相当する。PEg の内部に取り込んでいる PEge (石灰岩) には空洞を生じている可能性がある。したがって予定位置周辺の地質構造を把握するための地表地質踏査を実施するほか、ダム軸・河床縦断方向・および取水路延長方向で二次元比抵抗探査と弾性波探査を計画する。ボーリングは堤体内ダム軸上、および調整池内で実施し、全孔で孔内透水試験を実施する。この他、調整池周辺の地下水位を把握するとともに長期水位観測を実施する。また、膨張性粘土鉱物含有している可能性がある凝灰質岩 (Temg) に対しては、ボーリングコアを用いた XRD(X 線回折分析)を実施する。

取水口、放水口においては、弾性波探査とボーリング調査の組み合わせを基本とする。

水路は、基本的には弾性波探査でカバーする。導水路水槽箇所では、地表からボーリングと孔内速度検層、地下水位以下でルジオン試験を実施する。

地下発電所は、予定位置周辺の地質構造を把握するため地表地質踏査を実施するとともに、地下空洞周辺の岩盤状況を確認するためのボーリングを地表から発電所空洞敷の標高までのボーリングを実施し、地下空洞敷から上の 100m 区間については孔内速度検層ならびにルジオン試験を実施する。

コッファーダム位置では左右両アバット部でダム高相当深度のボーリングを実施する。また湖内で音波探査を実施し、ダム基礎部の地形状況を調べる。

表 7.30 に示す室内岩石試験を全対象構造物について実施する。

なお、ダムサイト、原石山および地下発電所における調査横坑、横坑内の (剪断試験あるいは平板載荷試験などの) 原位置岩盤試験、地下空洞予定位置における初期応力測定などは詳細設計ステージで実施する。

表 7.29 Gökçekaya PSPP 地点の次期調査段階で必要な調査一覧表

| 対象構造物          | 課題  | 必要調査項目  | 備考   |
|----------------|---|---|--|
| 上部ダム/<br>湛水池   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 地質構造の把握</li> <li>▶ ダム基礎岩盤の性状把握</li> <li>▶ ダムサイトおよび調整池岩盤の透水性状・地下水位の把握</li> <li>▶ Temg と下位の PEg との境界部付近およびPEgの透水性状の確認</li> <li>▶ 膨張性粘土鉱物の有無</li> </ul> | 地表地質踏査<br>弾性波探査<br>2次元比抵抗探査<br>ボーリング調査<br>標準貫入試験<br>孔内透水試験<br>長期水位観測<br>室内岩石試験（含 X 線回折分析） | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地表踏査は、上部ダム調整池内全域を対象</li> <li>・ 二次元比抵抗探査と弾性波探査を同じ測線で実施</li> <li>・ ボーリング調査はダム軸上で、風化部では SPT を実施</li> </ul> |
| 取水口            | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 坑口付近・地質性状の確認</li> <li>▶ Temg と下位の TPek および PEge の地質性状の確認</li> </ul>  | ボーリング調査<br>（含孔内速度検層）<br>室内岩石試験  |  |
| 水路/水槽          | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 水路経過地の地質性状の確認</li> </ul>   | 弾性波探査<br>ボーリング（含孔内速度検層）<br>孔内透水(Lu)試験<br>室内岩石試験   | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地表踏査は、水槽・地下発電所全域を対象</li> <li>・ 弾性波探査は、水路ルートのみ対象</li> </ul>  |
| 地下発電所          | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 地質構造の把握</li> <li>▶ 地下空洞周辺の岩盤状況の確認</li> </ul>   | 地表地質踏査<br>ボーリング<br>孔内速度検層<br>孔内透水(Lu)試験<br>室内岩石試験   |  |
| 放水口/仮<br>締切りダム | <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 地質構造の把握</li> <li>▶ 岩盤クリープによる地表の緩み範囲の確認</li> <li>▶ 放水口計画箇所周辺の風化部の風化深度と岩盤状態の確認</li> <li>▶ コッファーダム基礎の地質構造把握</li> </ul>                                  | 地表地質踏査<br>弾性波探査<br><br>ボーリング調査<br>室内岩石試験<br><br>ボーリング調査<br>室内岩石試験<br>音波探査                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 地表踏査は、放水口周辺および Gökçekaya 湖右岸で実施</li> </ul>  |

表 7.30 ボーリングコアを用いた室内岩石試験内容一覧

| 試験項目 (1 式)   | 得られる結果                    |
|--|---------------------------|
| a. かさ比重および吸水率試験 (強制湿潤・表乾状態) (e.g. ASTM C 127)        | 比重および吸水率                  |
| b. コアの一軸圧縮強度試験 (含弾性係数・静ポアソン比試験) (e.g. ISRM 1978 (a)) | 岩石の圧縮強度                   |
| c. 三軸圧縮強度試験 (地下発電所のコアを対象)                            | 応力・歪み曲線、Mohr-Coulomb 降伏条件 |
| d. 超音波伝播速度試験   | Vp, Vs                    |
| e. スレーキング試験 ( ISRM suggested method)                 | スレーキング指数                  |
| f. X 線回折分析   | 膨張性粘土鉱物                   |

注 1) 供試体の直径は 50mm 以上。

注 2) Altınkaya PSPP 地点のスレーキングテスト数量はその他試験項目数量の 1/3。

注 3) Gökçekaya PSPP 地点ではスレーキングテストは実施せず、上部調整池周辺の Temg 層に対して X 線回折分析を実施。

### 7.7.3 環境影響評価

添付資料 7-7 に示すトルコ国の環境影響評価規則によると、以下の条件を満たす電力開発プロジェクトにおいては、フルスケールでの環境影響評価が求められる。

- ダムや湖など、貯水容量が 10 百万 m<sup>3</sup> 以上の貯水設備
- 発電容量が 25MW 以上の水力発電所
- 電圧が 154kV 以上で延長が 15km 以上の送電線と関連の変電所、開閉所

また、JICA や世界銀行のスクリーニング基準からもカテゴリー A に分類され、慎重な EIA 手続きが必要とされる。

フルスケールの環境影響評価を実施する際は、十分な現地調査を行い環境の現状を把握するとともに、被影響住民や関係者との十分な協議を行い、移転計画や環境管理計画に住民の意見を反映することが必要である。

また、環境影響評価に当たっては、揚水発電所に精通した専門家を雇用して実施する必要がある。環境影響評価の内容としては、トルコ国環境影響評価規則の標準フォーマットを満足する必要があるほか、JICA 等の国際援助機関のガイドライン等を考慮することが求められる。

### 7.7.4 開発可能性調査 (フィージビリティスタディ)

#### (1) 検討内容

トルコ国における最初の揚水発電所の開発可能性調査としては、単に地形地質調査、設計などの技術的な検討だけでなく、揚水の必要性 (時期、開発量) ならびに運用方法、開発主体および契約形態などを検討する必要がある。



以下に、調査・検討項目を示す。

### 1. 揚水発電開発に関する背景及び必要性の確認

- 1-1 電力セクターにおける電源開発政策/方針のレビュー
- 1-2 電力需給の実績と見込み、電力設備計画のレビュー
- 1-3 電力セクター改革の進捗状況の確認
- 1-4 上記を踏まえた揚水発電事業支援の必要性・妥当性の検討
- 1-5 系統全体のコスト最小となる最適開発年度の検討と送電計画の立案

### 2. 水文、地形地質調査ならびに代替案比較検討の実施

- 2-1 既存の調査結果を踏まえた水文、地形地質調査の立案と実施
- 2-2 上記調査結果を踏まえた計画値の見直し
  - ・ 地質評価
  - ・ 設計洪水流量の見直し、水回し水路設計流量の見直し
  - ・ 設計堆砂量の見直し、堆砂シミュレーションの実施
- 2-3 代替案の比較検討（TOR1-5、4-2 も踏まえる）
  - ・ 開発規模検討のレビュー
  - ・ 上部ダムの CGD と CFRD の比較検討
  - ・ 地下発電所の位置、水路ルートと比較検討
  - ・ 放水口施工方法の比較検討

### 3. 基本設計と施工計画

- 3-1 土木設備および鋼構造物の基本設計
- 3-2 電気機械設備設計のレビュー
- 3-3 最新技術の適用可能性評価
- 3-4 施工計画の立案

### 4. 社会・自然環境への影響の評価

- 4-1 環境影響評価報告書のレビュー
- 4-2 用地取得／住民移転基本計画のレビュー

### 5. 系統全体における揚水発電所の運用方法に係る検討

- 5-1 実運用における揚水発電所の発電・揚水計画の提案
- 5-2 電力系統の安定と品質向上に向けた揚水発電所の設備対策の提案
- 5-3 実施機関の設備面・技術面・人員面における電力系統運用能力の確認

### 6. 揚水発電所の運転・維持管理に係る検討

- 6-1 揚水発電所の運転・維持管理体制の提案
- 6-2 実施機関の技術面・人員面における運転維持管理能力の確認

7. 上記を踏まえた事業実施に係る検討

- 7-1 事業全体の実施体制、総事業費、資金計画、実施スケジュール、資金調達方法の検討
- 7-2 経済・財務分析（IRR、キャッシュフロー）
- 7-3 実施機関の運用・管理に関する事業実施能力向上に関する必要な支援の提言
- 7-4 コンサルティングサービス TOR 及び M/M 案作成

(2) 立地可能性調査（フィージビリティスタディ）実施工程案

立地可能性調査(フィージビリティスタディ)実施期間としては表 7.31 に示す工程案のとおり、約 2 年必要である。

表 7.31 開発可能性調査ならびに開発工程（案）

