ナムグム第一発電所貯水池運用の最適化検討

OPTIMIZATION OF RESERVOIR OPERATION FOR THE NAM NGUM 1 HYDROPOWER STATION

植松創平 *
Sohei UEMATSU

The difficulty in developing new water resources necessitates efficient water use through integrated and well-organized water resources management. However, the increasing complexity of reservoir systems in developing countries inhibits the introduction of generalized optimization tools for river basin networks. Many studies have applied optimization techniques customized for projects in pursuit of optimum reservoir operation. This article presents a reservoir operation study in a JICA study of hydropower planning for the Nam Ngum River basin in Lao People's Democratic Republic. We performed the reservoir operation optimization using dynamic programming and translated the results into reservoir operation rules.

Keywords : *optimization, implicit stochastic optimization, dynamic programming, dynamic programming successive approximation, reservoir operation, river network flow, Nam Ngum river*

1. はじめに

発電専用の貯水池式水力発電所は、初期水位と想定される水文状況（例えば平均流入量）から年間の貯水池運用計画と発電計画をたてることが多い。発展途上国の場合は、一つの貯水池式水力発電所で域内のほとんどの電力供給を賄うこともあり、電力供給安定度と水文状況および下流地域への正常流量維持など多くの制約条件を考慮しながら運用計画を策定する必要がある。

これら制約条件の下、最適貯水池運用計画を策定するために線形計画法や動的計画法など多くの最適化手法が適用されているが、計算の煩雑さからそれぞれの水力発電所にあわせた最適化ツールが導入されていることが多い。

貯水池式水力発電所の最適貯水池運用検討では多段階の最適経路を求める動的計画法が多く用いられているが、動的計画法は、変数が増加すると計算ステップが指数関数的に増加する。このため、複数貯水池を有する水系への動的計画法の適用では、多くの計算時間を要することが欠点となっている。

この欠点を克服するため、最適解の探索幅を一時的に狭めたり、近似的に解くことにより計算時間の短縮が試みられているが、解析対象となる電力供給システムが複雑化することにより、依然として計算時間は数時間におよぶ場合もある。

とくに近年の発展途上国の電力供給システムは、単独の発電所による電力供給から複数の電源による電力供給に発展し、形式の異なる水力発電所と火力・水力の混在するシステムの中で、貯水池式発電所の最適運用検討は、より複雑化する傾向にある。

本稿は近年経済成長を続けるラオス国を対象に 2009 年 1 月から 2010 年 1 月にかけ国際協力機構（JICA）により実施された「ラオス人民民主共和国ナムグム第一発電拡張事業準備調査」[1] を採りあげ、同調査で筆者が担当した複数の水力発電所の貯水池運用最適化検討と、適用された手法について紹介する。

2. ラオス人民民主共和国ナムグム第一発電拡張事業準備調査の概要

(1) ナムグム第一発電所の概要

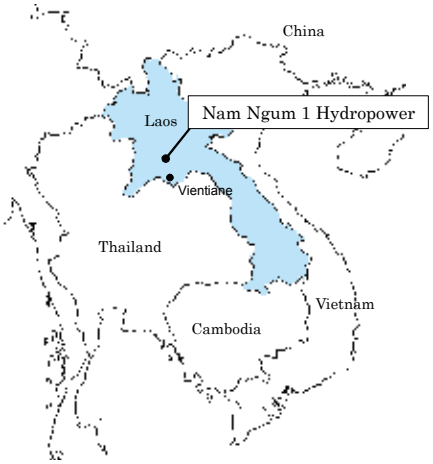
ナムグム第一発電所はラオス国首都ビエンチャンの北方約 65km にあり、メコン川支流のナムグム川の水を利用した有効貯水容量 70 億 m^3 を有するダム貯水池式の水力発電所である。ダムおよび発電所は 1971 年にわが国を初め 9 カ国の協調融資により設備容量 30MW の発電所として建設された。その後電力需要の高まりに併せ段階的に拡張され、現在は 155MW の設備容量を有し、首都圏と北部地域（C1&N 地域）へ電力を供給している。ダムおよ

* コンサルタント海外事業本部 開発事業部 エネルギー開発部

び発電所はラオス国の電力公社（EdL）が保有し、運営・維持管理を行っている。ナムグム第一発電所の基本諸元を**表－1**に示し、ナムグム第一発電所位置を**図－1**に示す。

表－1　ナムグム第一発電所基本諸元

項目	諸元
流域面積	8,460 km^2
年平均流入量	382 m^3/s
形式	ダム式貯水池
設備容量	155 MW
発電機単機容量	40 MW および 17.5 MW
発電機台数	40MW：3 台 17.5 MW：2 台
貯水容量	70.3 億 m^3
貯水池面積	370 km^2
ダム高	75 m
堤頂長	468 m
堤体積	360,000 m^3



図－1　ナムグム第一発電所位置図

図－2　ナムグム第一発電所 [1)]

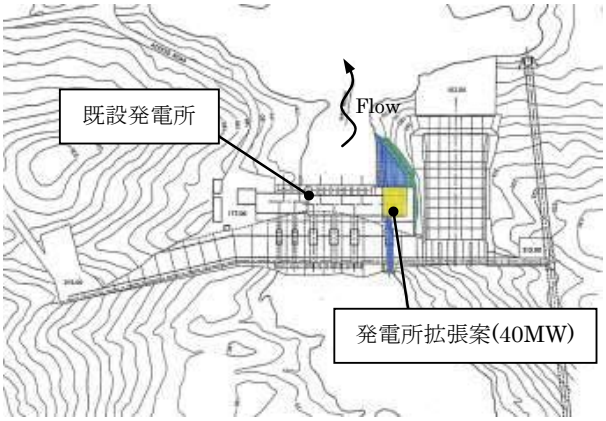
(2) 電力需給状況

ラオス国ではラオス電力公社（EdL）が電力供給の主な役割を担っている。EdL は首都圏および北部地域でナムグム第一発電所の他に、ナムルック水力発電所、ナムマン第三水力発電所を保有し、首都圏および北部地域の電力供給はこれら三つの水力発電所で賄われている。しかし、既存の発電所ではピーク時に電力需要が不足することもあり、不足時に隣国タイの電力公社（EGAT）から電力を輸入している。雨季は水量が豊富なため電力供給余剰分をタイへ輸出している。

ラオス国の 2030 年までの経済成長率は 7% と見込まれ、電力需要は経済成長率に比例して増加するものと予想されている。その場合、2015 年にはピーク電力需要に対する供給が不足し、国内の電力供給能力の増強が必要となる。

(3) ナムグム第一発電所の拡張の検討

2009 年度に JICA により実施された「ラオス人民民主共和国ナムグム第一発電拡張事業準備調査」では、EdL の電力供給能力を増強するため、既存のナムグム第一発電所の容量の拡張が検討された。同調査において拡張発電機設置場所および最適拡張規模について比較検討を行われた結果、既設発電所に隣接し 40MW の追加発電所を設置する拡張案が最適とされた。**図－3**にナムグム第一発電所の既設部分と拡張案位置を示す。



図－3　ナムグム第一発電所拡張案

同調査により、ナムグム第一発電所を拡張した場合としなかった場合においてナムグム第一発電所の貯水池（ナムグム第一貯水池）とナムグム水系の最適貯水池運用ルールが検討された。本稿ではその検討で用いられた手法と結果について述べる。

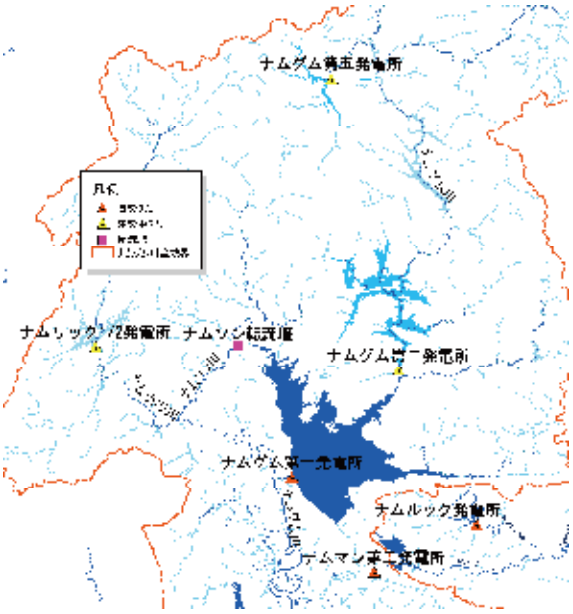
3.　ナムグム水系の貯水池運用

(1) ナムグム水系の水力発電所

ナムグム水系の水力発電所はナムグム第一発電所、ナムルック発電所、ナムマン第三発電所と、新たに 3 つの水力発電所（ナムグム第二、ナムグム第五、ナムリック 1/2）が建設中である。各水力発電所の位置図を**図－4**に示す。

ナムルック発電所はナムルック川を堰き止めナムグム第一貯水池に転流する際に発電を行い、ナムマン第三発電所は灌漑と発電を目的とした多目的事業である。ナムグム第一貯水池直上流にはタイ国への売電を目的としたナムグム

第二発電所が建設中であり 2011 年 1 月に運転開始予定である。また、ナムグム川支流のナムリック川ではナムリック 1/2 水力発電所が国内向けの独立発電事業者（IPP）として建設中であり、2010 年 8 月に運転を開始する予定である。既設および建設中の水力発電所諸元を**表－2** に示す。



図－4　ナムグム水系水力発電所位置図

表－2　ナムグム水系水力発電所（既設・建設中）基本諸元（ナムグム第一発電所以外）

項目	水力発電所名				
	ナムルック	ナムマン第三	ナムグム第五	ナムリック 1/2	ナムグム第二
状況	運転中	運転中	建設中	建設中	建設中
運転開始（予定）年	2000 年	2004 年	(2012)	(2010)	(2011)
売電先	C1&N* 地域	C1&N 地域	C1&N 地域	C1&N 地域	タイ
流域面積（km^2）	274	65	483	1993	5640
年平均流入量（10^6m）	438	-	719	2690	6270
設備容量（MW）	60	40	120	100	615
貯水容量（10^6m）	154	45	314	1095	6774
ダム形式	Rockfill	RCC	RCC	CFRD	CFRD
ダム高（m）	46.5	22	99	101	181

*C1&N 地域：首都圏および北部地域

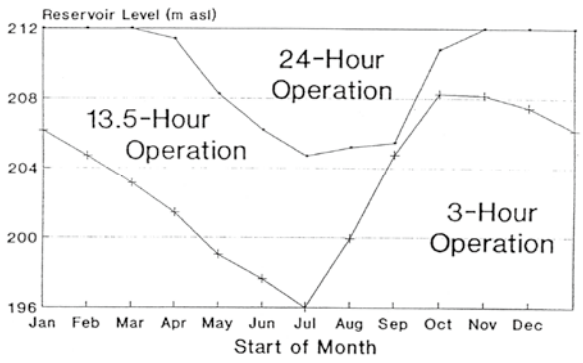
(2) 既設水力発電所の貯水池運用

ナムグム水系の水力発電所の貯水池運用は、1990 年代から欧米のコンサルタントにより、最適化手法を用いた貯水池運用ルールが提案・実施されてきた。以下に既設水力発電所の運用ルールを述べる。

1) ナムグム第一発電所貯水池運用

ナムグム第一発電所の貯水池運用は、1990 年にドイツのコンサルタント Lahmeyer International 社（LI）により提出された報告書の中で水力―火力混合電源系統の最適運用プログラム LITHO（Lahmeyer International Thermal-Hydro Optimization）を用いて貯水池運用が提案された[2]。LITHO は確率論的動的計画法を用い、電力系統の系統コスト最小化を目的とした汎用貯水池運用最適化ツールである。

LITHO のアウトプットは Switching Curve と呼ばれる貯水池水位の範囲とその範囲における運転パターンを与える。Switching curve を**図－5** に示す。



図－5　Switching Curve

ナムグム第一発電所はこの Switching Curve を毎年更新しながら運用を行ってきた。しかし、近年では電力需給バランス、電力料金など前提となる外部条件が変わってきたこと、また LITHO プログラムの仕様が昨今のコンピュータの仕様に合わなくなり、LITHO による Switching Curve の更新が出来ないことから LITHO にかわる貯水池運用ツールが必要な状況にある。

2) Nam Ngum River Basin Development Sector Project（NNRBDSP）

本調査が実施されたほぼ同時期にアジア開発銀行とフランス開発庁の融資によりナムグム川流域の統合水資源管理の導入、流域のモデリングと貯水池運用最適化ツールの提供およびキャパシティビルディングを目的としたプロジェクト“NNRBDSP”が実施中であった。

同プロジェクトでは担当コンサルタントの Électricité de France を主とした複数のコンサルタントにより開発された貯水池運用最適化汎用ソフト“PARSIFAL”（Prévision de l'Actif des Réservoirs par Simulation Face aux ALéas）[3] がラオス側カウンターパートの電力局（DOE）と EdL に納入されていた。

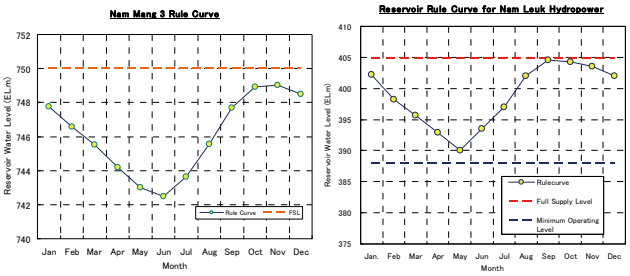
PARSIFAL は確率論的動的計画法と線形計画法を組み合わせたハイブリッド型の最適化汎用ソフトであり、LITHO と同じく水力―火力混合電源系統の運用最適化を行う。確率変数としては水文量や電力需要、電力系統の事故の発生などを考慮している。PARSIFAL は複数貯水池を同時に最適化できるが、プログラム上個数は 2 個まで

と限られており、アウトプットは日ごとの貯水池目標水位となる。

PARSIFAL による貯水池運用計画の策定は、その概念が複雑なこと、および計算時間が長い（2 時間ほど）ため、本調査実施中ではラオス側カウンターパートはまだ十分に使いこなせておらず、PARSIFAL での利用可能な貯水池運用ルールは得られていなかった。

3）ナムルック発電所とナムマン第三発電所の貯水池運用

ナムマン第三水力とナムルック水力の貯水池運用ルールを**図－7** に示す。



ナムマン第三発電所貯水池　　ナムルック発電所貯水池

図－6　ナムマン第三、ナムルック発電所貯水池運用ルールカーブ

図－6 に示すとおり、二つの発電所貯水池はともに雨季が始まる五月ごろに貯水池水位は最低水位に近づき、その後雨季の終わる十月初めには満水位に近づける運用となっている。

4.　水系貯水池運用ルールの見直し

（1）運用ルール見直しの必要性

本調査では、発電所の拡張前後の可能発生電力量の計算と便益の確定のために、拡張前と拡張後の最適貯水池運用ルールを求める必要があった。ナムグム第一貯水池の既存の運用ルールは LITHO の Switching Curve が用いられていたが、20 年以上前に作成されたツールであり、計算の外部条件が変わっていることから LITHO の結果を用いることはできない。

2009 年に納入された PARSIFAL では、操作が煩雑なため具体的な最適貯水池運用が得られておらず、また著作権の問題から調査団が直接操作できない状態にあった。よって、調査団が独自に貯水池運用ルールを見直し、拡張後の貯水池運用ルールを検討する必要があった。

（2）貯水池運用検討方針

水力発電事業の経済評価は水力発電の建設により回避された火力発電所の建設・運転費用が便益となり、電力量と保証出力（年間を通じて確実に得られる出力）が便益の指標となる。一方で、実際に発電し販売した場合の売電収益も重要な指標となる。よって、ナムグム第一発電所の貯水池運用の検討では、以下の二つの面に着目して検討を行った。

①　経済・財務分析用の貯水池運用

②　売電収益を考慮した実運用のための貯水池運用

経済性を考慮した貯水池運用では、経済財務評価に関わるため電力量と保証出力の最大化を目的とし、後者の売電収益を考慮した貯水池運用検討では国内電力販売とタイ国との電力取引収益の最大化を目的とした。ただし、収益最大化の場合電気料金は短期的に変わるためプロジェクト実施の可否を決める指標にはせず、参考値として扱い貯水池運用の変化を見るに留めた。

電力量と保証出力の最大化を目的とした場合、乾季に貯水池水位の低下を防ぐため電力供給をタイ国からの電力輸入に依存することになりやすい。しかし、ラオス国では自国の電力需要は極力自国の供給能力で賄うという電力政策がとられているため、タイ国からの電力輸入量の最小化を前提条件とした。

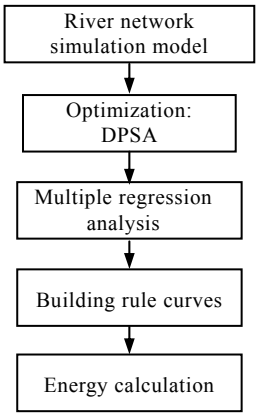
（3）採用手法

1）Implicit Stochastic Optimization（ISO）[4]

最適化手法を用いた貯水池運用検討では、貯水池流入量などの将来の自然事象がランダムなため、確率論的手法を用いられることが多い。その場合、ランダムな水文事象を直接のインプットとして確率分布でモデルに与え、最適解を求める手法は Explicit Stochastic Optimization（ESO）と呼ばれる。ESO は水文資料の確率分布を解くか、もしくは離散化させてすべて総当りで計算させるため計算量が膨大になる欠点がある。とくに複数の変数を同時に最適化する場合には、指数関数的に計算ステップが増加することがある。

一方で、流量・雨量などのランダム事象を既知として扱った決定論的動的計画法の場合は、ある時間の水文量が一つに決まるため計算時間は短縮できるが、水文資料を既知として扱っているため、得られた最適解そのものを運用ルールとして用いることはできない。

Implicit Stochastic Optimization（ISO）は、決定論的最適化で得られた最適解を事後的に統計的 / 確率論的に処理する手法である。ISO では決定論的最適化手法により得られた解を、重回帰分析 / 多変量解析や最近では Artificial Neural Network（ANN）などを用いて、統計処理もしくは確率処理を行い、運用ルールを求める方法である。ESO に比べ解析時間の短縮が可能であり、複数貯水池など変数が多くなる場合に適用されている[5]。本検討では、検討時間の制約やコンピュータの計算処理能力、および複数貯水池の運用を検討することから ISO を用いることとし、決定論的動的計画法で得られた解を重回帰分析することにより運用ルールを求めた。決定論的動的計画法は後述の DPSA を用いた。解析フローを**図－7** に示す。



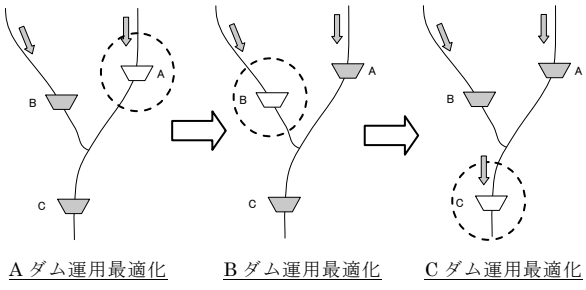
図－ 7　ISO による検討フロー

2) Dynamic Programming Successive Approximation (DPSA)

本調査では 3 つの貯水池運用の最適化を行うため、複数貯水池の最適化が可能な DPSA を採用した。

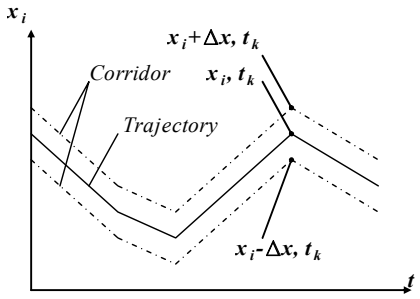
DPSA は 1968 年に Larson[6] により多変数を DP で迅速に解くための手法として考案された。DPSA は多変数問題である任意の変数に対してのみ最適化を行い、残りの変数は固定する。一つの変数の最適化が終了した時に次の変数に移行し、他の変数は固定して順次最適化を行う方法である。この方法の利点は計算処理速度が速いことにある。しかし、一回に最適化する変数は一つであるため、最適解に到達せずに計算が収束し終了することもあり、これが欠点としてあげられる。この場合は探索幅を広げ、局所解に陥らないようにするなどの工夫が必要となる。

河川の水系ネットワークシステムに DPSA をあてはめた場合は上流のダム操作から順次最適化していく。水系ネットワークに DPSA を適用した場合の、計算手順概念を図－ 8 に示す。図－ 8 に示すとおり、上流のダム操作から最適化計算を行い、下流ダムへ順次計算を移行させていく。



図－ 8　DPSA 逐次計算概念図

DPSA では計算時間の短縮のため、ある決定変数 x に Δx の幅を持たせ、DP の計算はこの幅の中で経路を探索する。仮に x+Δx がより良い解を与える場合は x+Δx を次の計算ステップの x として計算を行う。なお、決定変数 x に ±Δx 持たせた幅を Corridor と呼び、Corridor に挟まれた解の経路を Trajectory と呼ぶ。



図－ 9　変数の探索幅

DPSA の計算では、初期条件として初期 Trajectory を入力する必要があり、この初期 Trajectory が実行可能解とならない場合、DPSA は実行可能解となるまで探索を行うが、実行可能解が見つからないまま計算が終了することもある。そのため初期 Trajectory は実行可能解を用意し入力する必要がある。本検討では水系ネットワークの水収支をシミュレーションで計算し、その結果を DPSA に与えた。

3) 初期値問題

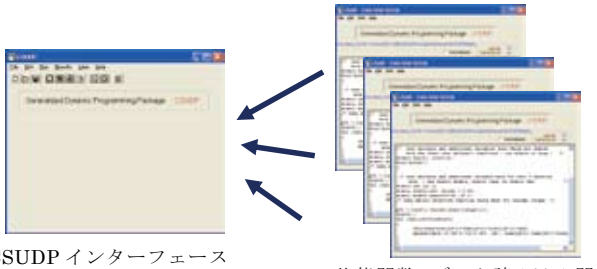
前述の通り、DPSA は初期 Trajectory を入力する必要がある。初期 Trajectory は米国コロラド州立大学で開発された水系ネットワークシミュレーションソフト MODSIM[7] を用い水収支のシミュレーションを行い、得られた解（各月のダムの貯水量）を初期値とした。MODSIM はラグランジェ緩和法を用い水系ネットワークのコスト最小化を目的関数とした最適分配を与えるフリーソフトで、米国開拓局などのプロジェクトで使用されている。初期値推定に用いた MODSIM のネットワークモデルを図－ 10 に示す。

図－ 10　MODSIM を用いたナムグム水系ネットワークモデル

MODSIM を用いたナムグム水系のネットワークフローモデルの構築では、既存の三つの貯水池（ナムグム第一、ナムルック、ナムマン第三）のルールカーブを設定し、流入量データを用いてシミュレーションを行った。

(4) 最適化ツール

DPSA による解析は米国コロラド州立大学で開発され、無償で配布されている動的計画法ソフト CSUDP[8] を用いた。CSUDP は汎用ソフトで一変数から多変数の決定論的動的計画法および一変数の確率論的動的計画法の機能を備える。CSUDP ではユーザーは状態変数やデータ読み込みなどを C# 言語で記述し、CSUDP でコンパイル / 実行を行う。



図－ 11　CSUDP インターフェース

水系ネットワークは状態関数で記述し、ネットワーク構造を再現させる。具体的には貯水池の水収支を記述し、その放流量が下流のノードの流入量として順次ノードの水収支を記述する。貯水池の水収支では、貯水池面からの蒸発散も考慮する。

(5) 検討条件

1) ナムグム川維持流量と責任放流分担

本調査の初期環境影響評価において、発電に起因する水位・流量変動を、灌漑、舟運、漁業など住民生活への影響を調査の上、必要放流量を調査した。結果として発電所下流の漁業と舟運の制約から、オフピーク時にナムグム第一水力発電所からは 40 MW 発電相当の流量（117.1 m^3/s）を維持流量として放流する必要があると結論づけられた。よって、貯水池運用の検討では、下流域住民への影響を抑え、前述の推定される灌漑需要量も満足されるようオフピーク時に 117.1 m^3/s を放流することとした。

2) 検討年

検討年としては、2015 年、2020 年、2025 年の電力需要を考慮した。

3) 水文資料

1972 年から 2007 年までの月ごとの各貯水池流入量が利用可能であり、これを用いた。

(6) 経済・財務評価のための貯水池運用検討

1) 概要

経済・財務評価のための貯水池運用検討では、前述のとおり保証出力と電力量最大化を目的関数とする。首都圏および北部地域に電力を送るナムグム第一発電所、ナムマン第三発電所、ナムルック発電所の三つの発電所の最適貯水池運用を検討し、ナムグム第一発電所が 40MW 拡張した場合の運用ルールの変化を見る。流域内の IPP 水力発電所は融通性に欠け、連携した運用は難しいことから経済・財務のための貯水池運用の検討対象には含まなかった。

2) 目的関数

目的関数は電力量最大化と保証出力の確保とし、維持流量や下流灌漑需要を満たせなかった場合にはペナルティを課す。ペナルティは灌漑供給不足量に絶対値の大きい数値（ここでは 10^6 とした）を掛けたもので、これを目的関数から差し引く。灌漑需要の充足は制約条件であるが、制約条件とすると計算初期に実行可能解が見つからないこともあり、目的関数にペナルティとして算入した。目的関数は以下の通りとなる。

$$\begin{aligned}\text{Max}\ & \alpha\sum_{t}^{T}\sum_{n}^{N}(100\times Energy(n,t)/Max_energy(n,t))^2 \\ & +\beta\sum_{t}^{T}\sum_{n}^{N}\{100\times(Capacity(n,t)-Firm(n,t))/Capacity(n,t)\}^2 \\ & -\gamma\sum_{t}^{T}\sum_{n}^{N}\{100\times(Energy\,\mathrm{Im}(n))/Demand(t)\}^2 \\ & -penalty\end{aligned}$$

ここに、

$Energy(n,t)$	：発電所 n の t 月の発生電力量（GWh）
$Max_energy(n,t)$	：発電所 n の t 月の最大可能発生電力量（GWh）
$Capacity(n,t)$	：発電所 n の t 月の設備容量（MW）
$Firm(n,t)$	：発電所 n の t 月の 1 次出力（MW）
$EnergyIm(t)$	：t 月の電力輸入量（GWh）
$Demand(t)$	：t 月の電力需要（GWh）
$Penalty$	：灌漑需要や維持流量を放流できなかった場合のペナルティ（不足量×10^6）
T	：月数（$T=432$ ヶ月）
N	：発電所個数（$N=3$）
α, β, γ	：係数

上式に示すとおり、本検討は目的関数の第 1 項目の電力量と第 2 項目の保証出力の項の最大化および第 3 項目の電力輸入の最小化の多目的となるため各目的関数は百分率に直して合算した。ただし、目的関数の優先順位はラオスの電力供給方針から電力輸入最小化が優先され、次に保証出力の最大化となる。よって、各目的の重みづけは優先順位に応じ、$\alpha < \beta < \gamma$ とした。

3) 制約条件

制約条件としては、①隣国タイとの電力輸出入の上限としての送電線容量、②既設貯水池（ナムグム第一、ナムマン第三、ナムルック）の貯水容量、③ナムマン第三発電所

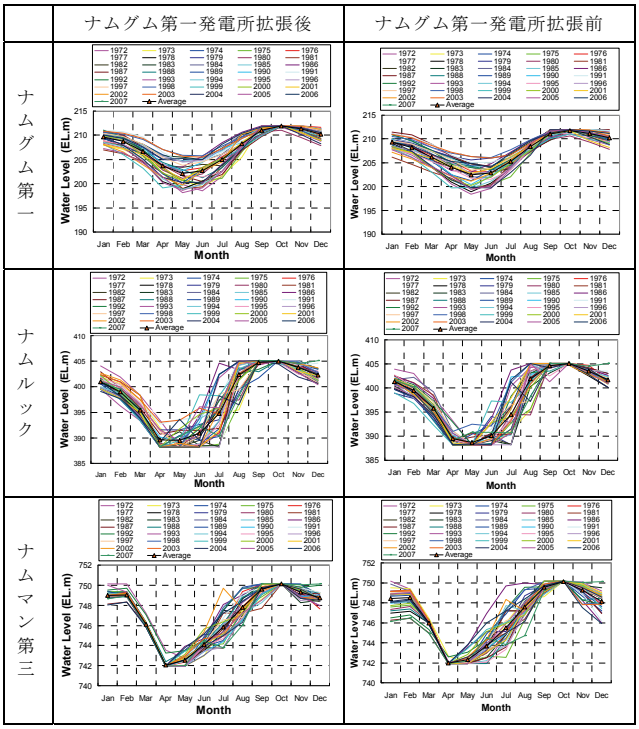
下流は灌漑用水供給も担っているためその灌漑需要の充足、④下流の維持流量の確保、⑤電力需要の充足、を考慮した。

4) 計算ケース

ラオス国の電力拡張計画にもとづき 2015 年、2020 年と 2025 年の各断面における電力需給バランスを考慮し、それぞれの年で拡張前のナムグム第二発電所有りと無しのケース、またナムグム第二発電所建設後でナムグム第一発電所 40MW 拡張後のケースを検討考慮した。よって検討ケースは合計 9 ケースとなる。

5) DPSA による最適な貯水位オペレーション

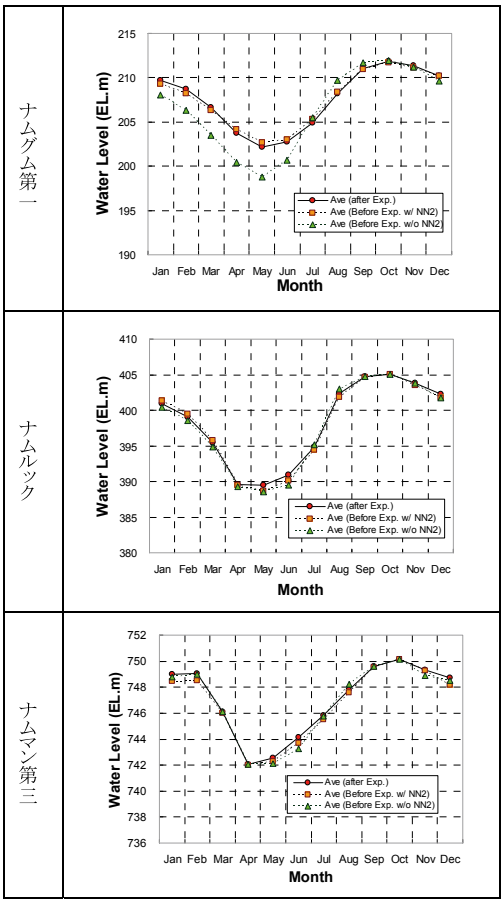
本調査では前述のとおり九つのケースで検討を行ったが、本稿では 2020 年の結果を抜粋して紹介する。2020 年のナムグム第二発電所有りのケースで DPSA により得られる、40MW 拡張前と後のナムグム第一発電所、ナムルック発電所、ナムマン第三発電所の各貯水池の最適貯水位を**図－ 12** に示す。



図－ 12　DPSA による複数貯水池運用結果

図－ 12 に示すとおり、ナムグム第一発電所拡張前と後で各発電所の運用に大きな差は見られなかった。

各貯水池の各月の最適平均水位を**図－ 13** に示す。



図－ 13　拡張前後の平均水位による比較

図－ 13 に示すとおり平均水位で比較した場合、拡張前で上流にナムグム第二発電所が完成した時点でナムグム第一貯水池の最適運用水位が上昇する。しかし、ナムグム第二発電所の建設後は、拡張有りと無しのケースで三貯水池の平均水位の変化は 1% 未満であり、ほぼ同じ結果となった。

6) 重回帰式による貯水池運用ルール

DPSA により得られる各貯水池の貯水量曲線は将来の流入量など完全に予測が可能な場合の運用であり、実際の運用でこのような運用はほぼ不可能である。運用ルールは、得られた最適貯水量曲線から相関関係を抽出し運用ルールを策定する。

本検討ではナムグム第一発電所貯水池の運用ルールを重回帰式より求める。具体的には、1 月から 12 月の各月とその次の月の最適貯水量（各 36 年分）と流入量（36 年分）の相関もしくは各月貯水量とその月の放流量との相関を分散分析により重相関の係数を求めた。重回帰式を以下に示す。

$$Vol_{t+1} = a_t \times Qin_t + b_t \times Vol_t + c_t \quad \cdots\cdots(1)$$

または、

$$Qout_t = a_t \times Qin_t + b_t \times Vol_t + c_t \quad \cdots\cdots(2)$$

ただし、

$1 \le t \le 12$

ここに、

y_t ：t月のナムグム第一発電所貯水池貯水量($10^6 m^3$)
Qin_t ：t月のナムグム第一発電所貯水池流入量(10^6 m^3)
a,b,c ：係数

重回帰解析では、エクセルの回帰分析の分散分析表を用いて、有意F値から因子（$Qint$ と Vol_{t-1}）の有意（<5%とした）を確認し、分散分析表で得られる係数をa,b,cに使用した。

分散分析の結果ナムグム第一貯水池の場合乾季において最適貯水量は前月の貯水量と当月流入量との相関が強いため、重回帰式は貯水量の回帰推定値（(1)式）とした。雨季の終盤（8・9月）では貯水量は前月貯水量にかかわらずほぼ毎年満水位付近に達するため、最適貯水量は前月貯水量との相関が弱くなる。よって、8・9月は貯水量ではなく放流量の回帰推定値とした（(2)式）。重回帰式の係数と分散分析のP-値と有意F値を**表－3**に示す。

表－3 重回帰式係数と分散分析P-値と有意F値

月	採用値			P-値		有意F値
	係数a	係数b	係数c	係数a	係数b	
1	0.7065	1.0581	−832.0	2.9E−13	3.4E−23	1.3E−32
2	0.7715	1.0760	−1040.6	1.0E−04	3.4E−13	4.3E−20
3	0.7767	1.0935	−1557.1	4.4E−07	2.2E−18	4.9E−23
4	0.7875	1.0528	−1562.4	1.6E−14	2.1E−32	1.2E−38
5	0.5905	0.9221	−380.8	1.2E−02	1.6E−17	5.0E−17
6	0.4665	0.9233	−32.9	2.0E−02	3.6E−13	2.1E−12
7	−	0.7588	1796.6	−	2.1E−10	2.1E−10
8	0.4526	0.7191	1408.2	5.7E−07	1.6E−15	6.7E−15
9	0.4045	0.5114	2916.2	2.1E−10	1.2E−13	3.3E−13
10	1.0319	0.9990	−7057.4	5.2E−45	1.8E−43	1.6E−46
11	0.7758	−	6319.2	6.5E−13	−	6.5E−13
12	0.8659	1.5610	−4653.4	3.1E−05	1.6E−04	2.6E−13

上表でP-値が“−”の欄は、P-値が5%を下回ったため、有効な説明変数として採用しなかったことを示す。

なお、DPSAによる貯水量曲線はナムルックおよびナムマン第三の各貯水池運用は、ナムグム第一発電所の拡張の有り無しでほぼ変わらず、またその平均水位も既存のルールカーブとほぼ同様であるため、本調査ではナムグム第一発電所の貯水池運用のみに着目し、ナムルックとナムマン第三の貯水池運用は拡張後も既存のルールカーブどおりとした。

7) 拡張前と拡張後の発生電力量

分散分析で得られた重回帰式を用いて貯水池運用ルールを策定し、1972年から2007年までの水文資料を用いて発生電力量計算を行った。ナムグム第一発電所の40MW拡張前後の発生電力量の変化を**表－4**に示す。**表－4**では左の欄に最適解による結果、右欄に重回帰式による結果を示す。

表－4 発生電力量計算結果

	年間発生電力量（GWh）		保証出力（MW）	
	重回帰式	最適解	重回帰式	最適解
拡張前	1073	1104	82	131
拡張後	1145	1186	121	155

重回帰式による運用ルールに従った場合はナムグム第一発電所拡張により年間発生電力量は72GWhの増加が見られ、保証出力は39MW増加する結果となった。

しかし、重回帰式と最適化の結果を比べた場合、重回帰式を用いた結果は最適化の結果に比べ年間発生電力量と保証出力がともに2、3%減少しており、重回帰式が最適解を十分に再現するためには、まだ課題があることが分かる。

(7) 売電収益を考慮した貯水池運用検討

1) 概要

ナムグム第一発電所による収益最大化と輸入電力量最小化の運用に、EdLの所有するナムマン第三発電所とナムルック発電所を加え、合計三つの発電所による売電収益と電力輸入量の関係を見る。なお、収益最大化を目的関数とした場合は年々変わる電気料金によりその最適運用も変わるため、本検討では参考としてDPSAによる最適貯水値運用の結果を提示するにとどめ、重回帰分析による運用ルールの構築は行わなかった。

2) 目的関数

目的関数は、電力販売による収益最大化と輸入電力最小化の多目的関数となり、以下の通り示される。

$$\text{Max} \quad \alpha \sum_{t}^{T} (Revenue(t)/1000) - \beta \sum_{t}^{T} \sum_{n}^{N} \{100 \times (EnergyImport(t)/Demand(t))\}^2 - penalty$$

ここに、

$Revenue(t)$ ：t月における収入と費用の差(USD)
$EnergyImport(t)$ ：t月の電力輸入量（GWh）
$Demand(t)$ ：t月の電力需要（GWh）
T ：時間数（$T = 432$）
N ：発電所個数（$N = 3$）
$\alpha, \beta,$ ：重み付け

なお、発電による収益は、国内向け売電収益、タイ国への電力輸出収益と輸入費用、輸入した電力の国内への販売分収益、タイ国との電力融通で年間超過分にかかるエクセス費用を考慮し、次式のとおり示される。

$Revenue(t)$ ＝（国内販売）＋（電力輸出収益）－（電力輸入費用）＋（輸入電力国内販売収益）－（電力融通超過分エクセス費用）

ここで、電力融通超過分エクセス費用とは電力輸出入の年間のバランスで輸入超過になった場合、EGAT から別途課せられる超過料金であり、年度末に清算される。

水力発電の運転により発生する費用は建設費用の償還以外発生電力量にかかわらずほぼ一定であるため固定費とみなし算入していない。電力単価は以下項目を考慮した。

- 国内売電単価
- タイ国への電力輸出（ピークとオフピーク単価）
- タイ国からの電力輸入（ピークとオフピーク単価）

タイ国からの輸入電力は国内に販売されるが、輸入単価より国内売電単価が高いためにいわゆる「利ざや」が生じ、電力を輸入し国内で販売すれば収益が増える。よって、電力輸入を行うことは EdL の歳入が増える結果となるが、輸入しすぎると今度はエクセス費用が発生し収入が減る結果となる。

目的関数は収益の最大化であるが、第 1 項目の収益と第 2 項目の電力輸入の単位が異なるため、本検討では各々の最大値がおおむね 100^2 程度になるよう収益の項（*Revenue (t)*）を 1000 で割り調整した。

本検討では収益最大化と電力輸入量最小化を目指すものであるが、前述の内容からそれぞれは独立した変数ではなく、電力輸入量によって収益が上がることもあれば、下がることもあり線形的な関係にあるわけではない。よって、本検討では電力輸入量と収益がどのような関係にあるかを知るため、収益と電力量の各々の目的関数の重みづけ（目的関数の α と γ）を変化させ、その感度を示すこととした。

3）制約条件

制約条件は経済・財務評価のための貯水池運用検討と同じとする。

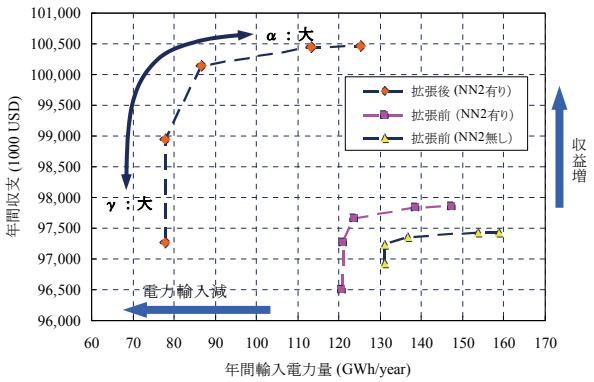
4）計算ケース

経済・財務評価のための貯水池運用検討と同じく、2015 年、2020 年と 2025 年の各断面における、ナムグム第二発電所前後とナムグム第一拡張後の合計 9 つのケースを考慮する。

5）検討結果

検討では、前述の通り収益最大化と電力輸入量最小化を関数として重みを変化させた。結果として 2020 年のケースを**図－14** に示す。α が大きいと収益増を重視し、γ を大きくすると輸入量減を重視することになる。

図－14 では左端の曲線がナムグム第一発電所拡張後の収益と電力輸入量の関係であり、右端は拡張前で上流にナムグム第二ダムがない場合、中間の曲線が拡張前でナムグム第二ダムがある場合を示す。

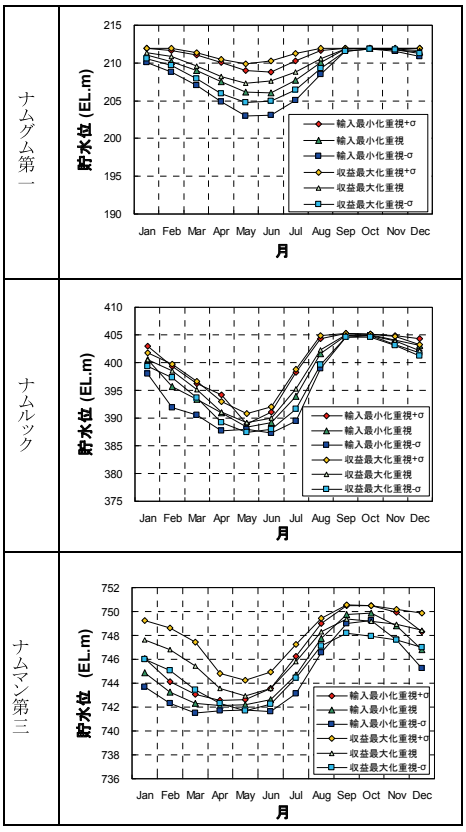


図－14　電力輸入量と収益の関係

図－14 に示すとおり、電力輸入量と収益の関係は、電力輸入量が増えれば収益が上がり、電力輸入量が下がれば収益も減る結果となった。これは、前述のとおり電力輸入に関わる単価が、国内向け電力料金より安いため、輸入電力が多いほど収入が増加するためである。

図－14 より、ナムグム第一発電所拡張前で、上流のナムグム第二発電所が完成した時点で、まず右端の曲線が左側にシフトし輸入電力の減少と収益の増加に貢献することがわかる。拡張後はさらに左上にシフトし、運用幅も広くなっている。これは、拡張により運用の幅が広がり年間収支増と電力輸入減に貢献することが分かる。

拡張後の電力輸入重視と収益重視のそれぞれのケースの各貯水池の水位を**図－15** に示す。



σ：標準偏差

図－15　貯水池平均水位と標準偏差の比較

図－15 では、各貯水池の各月平均水位と、貯水位の運用の広がりをみるため標準偏差もあわせて示した。**図－15** に示すとおり、輸入最小化重視の場合は、5 月から 9 月の乾季において、電力需要にあわせて発電しなければならないため､貯水池の水位は低くなる傾向にある。一方で、収益重視の場合は、乾季に発電を抑えて電力輸入を行い、高い位置に水位を保つことにより高効率の発電を得る結果となっている。ただし、ナムルック貯水池は貯水池容量が小さいためか、ほとんど変化が見られなかった。

5. まとめ

本稿では、複数貯水池の運用最適化と運用ルールの構築について、国際協力機構（JICA）「ラオス人民民主共和国ナムグム第一発電拡張事業準備調査」で用いられた手法について紹介した。本調査では、Implicit Stochastic Optimization (ISO) の概念に基づき決定論的動的計画法の結果から重回帰分析により最適放流量を決定するようルールを策定した。

決定論的最適手法として Dynamic Programming Successive Approximation (DPSA) を用い、複数貯水池の最適運用が迅速に求められることが可能となった。

しかし、重回帰分析による運用ルールの策定は、検討結果で見られたように最適運用の再現に限界があるのも事実であり、より系統が複雑化した場合にはその適合性について事前の検討が必要であると考える。

また、本稿で紹介したラオス国の場合は隣国タイからの電力輸入を抑える必要があり、最適化は多変数多目的となっている。売電収益を考慮した貯水池運用検討では、各目的関数の重みを変えることにより、売電収益と輸入電力がどのように変わるかを示し、ナムグム第一発電所拡張によりその運用幅が広がることが示せた。

今後は火力発電所の導入や系統連係等によりラオス国の系統もより複雑化することが予想され、最適化手法も発展する電力系統にあわせ適応性を検討し、モデルを構築させる必要があると考える。

謝辞：最後に、本検討にご協力頂いたラオス国エネルギー鉱業省電力局、ラオス電力公社関係者各位、およびご指導・ご支援を頂いた国際協力機構（JICA）産業開発部、JICA ラオス事務所、調査団関係者各位に対し心より謝意を表します。

参考文献

1) 国際協力機構：ラオス人民民主共和国ナムグム第一発電拡張事業準備調査最終報告書、2010 年 1 月
2) Lahmeyer International: Study to improve operation of the Nam Ngum hydropower station, final report, November 1990
3) Electricite de France : PARSIFAL methodological guidelines, 2000
4) Labadie, J : Optimal operation of multireservoir systems, Journal of water resources planning and management, State-of-the-Art Review, March/April 2004, pp93-111, ASCE,
5) Uematsu, S : Decision support system for optimal river basin management: integrating simulation and optimization, Dept. of Civil Engineering, Colorado State University, Fort Collins Colorado, 2007
6) Larson, R : State increment dynamic programming, Elsevier, New York, 1968
7) Labadie, J : MODSIM: Decision support system for river basin management, documentation and user manual, Dept. of Civil Engineering, Colorado State University, Fort Collins Colorado, 2000
8) Labadie, J : Generalized dynamic programming package: CSUDP, documentation and user manual, Dept. of Civil Engineering, Colorado State University, Fort Collins Colorado, 1999