

修士論文

マイクロ水力発電を用いた

新上水道システムの提案

指導教官

影本 浩 教授

阿久津好明 助教授

東京大学大学院 新領域創成科学研究科

環境システム学専攻 地球環境工学研究室

56759 森永 建司

平成 19 年 2 月 1 日

# 目次

1. 背景 (Background).....	4
1.1. マイクロ水力発電 (Micro Hydropower System) .....	5
1.1.1. マイクロ水力発電とは (Micro Hydropower) .....	5
1.1.2. 国内 (Japan) .....	6
1.1.3. 国際情勢 (Other Countries).....	8
1.2. 水道 (Water Supply System) .....	10
1.2.1. 国内(Japan) .....	10
1.2.2. 国際情勢(Other Countries).....	11
1.3. 水道とマイクロ水力の融合に関する既往の研究 (Anamnestic Research) .....	12
1.4. 京都議定書(Kyoto Protocol) .....	13
1.4.1. CDM/JI プロジェクトの手続き (Scheme of CDM/JI).....	14
1.4.2. 国内 (Japan) .....	16
1.4.3. 排出権取引の現状と国際情勢 (Emissions Trading in Other Countries) .....	17
1.5. まとめ (Summary).....	18
2. 目的と研究手法 (Objective and Studying Method).....	20
2.1. 目的 (Objective) .....	20
2.2. 研究手法(Studying Method) .....	20
3. 数値計算モデル (Calculation Model) .....	22
3.1. 定常的水理解析手法 <sup>xx</sup> (Stationary Hydraulic Analysis).....	22
3.1.1. 平均流速公式 (Hazen-Williams Formula) .....	22
3.1.2. 節点水頭法 (Computation Method of Water Head) .....	23
3.2. 利益 (Benefit) .....	25
3.2.1. 年間可能発電量(Annual Hydro Energy) .....	25
3.2.2. 発電効率(Generating Efficiency) .....	26
3.2.3. 月変動係数 (Month Number).....	28
3.3. 費用 (Cost) .....	30
3.3.1. 概算工事費(Initial Cost) .....	30
3.3.2. 年経費 (Annual Cost).....	32
3.4. 評価 (Evaluation) .....	33
3.4.1. 建設単価 (Unit Construction Cost) .....	33
3.4.2. 発電単価 (Cost of Power Generation) .....	34
3.4.3. 回収期間法 (Pay Back).....	35
3.4.4. 現在価値法 (Net Present Value ,NPV) .....	35
3.4.5. 総排出削減量 (Total Amount of Emission reduction) .....	35

3.4.6.	CER 価格 (Unit Cost of Emission Reduction)	35
3.5.	ケースモデル (Case Model)	36
3.5.1.	千葉県北部域モデル(C-Model)	36
3.5.2.	長野モデル(N-Model)	39
3.5.3.	一般モデル (G-Model)	41
4.	誤差計算 (Error Analysis)	46
4.1.	方法 (Method)	46
4.2.	結果 (Result)	46
5.	千葉県北地域モデルによるケーススタディ (C-Case)	51
5.1.	実現可能性分析 (Feasibility Study)	51
5.1.1.	方法 (Method)	51
5.1.2.	結果 (Result)	52
5.1.3.	考察 (Conclusion)	58
5.2.	ケース 1 : 給水量増減 (Growth Rate of Supplied Water)	60
5.2.1.	方法 (Metod)	61
5.2.2.	結果と考察 (Result and Conclusion)	61
5.3.	ケース 2 : 管径変化 (Radius)	62
5.3.1.	方法 (Method)	62
5.3.2.	結果と考察 (Result and Conclusion)	62
6.	長野でのケーススタディ (N-Case)	64
6.1.	実現可能性評価 (Feasibility Study)	64
6.1.1.	方法 (Method)	64
6.1.2.	結果 (Result)	64
6.2.	ケース 1 : 給水量の増減 (Growth Rate of Supplied Water)	70
6.2.1.	方法 (Method)	70
6.2.2.	結果 (Result)	70
6.3.	ケース 2 : 管径の変化 (Radious)	70
6.3.1.	方法 (Method)	71
6.3.2.	結果 (Result)	71
7.	一般モデルでのケーススタディ(G-Case)	74
7.1.	詳細モデルとの計算結果比較 (Comparison with C-model and N-Model)	74
7.1.1.	方法 (Method)	74
7.1.2.	結果と考察 (Result and Conclusion)	74
7.1.3.	各パラメータの感度分析 (Sensibility Analysis)	75
7.1.4.	給水人口(Supplied Population)	75
7.1.5.	給水区域面積(Area)	77

7.1.6.	一人当たりの平均水消費量(Consumption) .....	79
7.1.7.	標高差 (Vertical Drop) .....	81
7.1.8.	月変動幅 (Fluctuation Range of Consumption) .....	83
7.1.9.	分布傾向(Spread Facror).....	85
7.1.10.	まとめ (Summary).....	87
7.2.	配水場数の感度 (The Number of Water Distribution Facilities).....	88
7.2.1.	方法 (Method).....	88
7.2.2.	結果と考察 (Result and Conclusion).....	88
7.3.	システム導入対象地域の選定 (Appropriate City) .....	90
7.3.1.	方法 (Method).....	91
7.3.2.	結果と考察 (Result and Conclusion).....	91
7.4.	具体的な都市での導入可能性検討 (Feasibility Study).....	97
7.4.1.	テグシガルパ市 (Tegucigalpa) .....	97
7.4.2.	ヌクアロファ市 (Nuku'alofa).....	100
7.4.3.	コロンボ市 (Columbo).....	102
8.	結論 (Conclusion).....	106
8.1.	実現可能性 (Feasibility Study) .....	106
8.2.	対象地域の選定 (Appropriate City) .....	106
8.3.	水道建設計画時の工夫 (Remaindings for Planning) .....	106
8.4.	まとめ (Summary).....	107

参考文献

謝辞



## 1. 背景 (Background)

21 世紀、人類の直面する課題として環境・エネルギー問題が存在する。温室効果ガスの具体的な削減目標を設定し、各国が国際的に協調して地球温暖化問題に取り組むための京都議定書など、地球規模での持続可能な発展を求める動きが存在する。しかしながら環境問題は地球温暖化問題だけではなく、絶滅危惧種の問題、大気・海洋汚染問題、食糧問題、森林破壊、水不足問題等多くの問題を含んでいる。また環境問題は経済・エネルギー面とも深く結びついている。個々の環境問題に対する現在までの対策としては以下の表 1 のようなものが挙げられる。

本研究では環境問題の中でも、水問題・地球温暖化及びエネルギー不足への対策となりうるマイクロ水力発電と上水道システムの“融合“の可能性について検討していきたいと考える。キーワードは「マイクロ水力発電」、「上水道システム」、「持続可能な発展」である。以下マイクロ水力発電、上水道の国内及び海外情勢についての現状を記す。また持続可能性に関わる事柄として京都メカニズムについての現状も記す。

表 1 環境問題とその対策

環境問題	対策	会議
絶滅危惧種	ワシントン条約(1975)	国連環境開発会議(地球サミット) 国際会議@ラムサール,イラン
	生物多様性条約(1993)	
	ラムサール条約	
大気汚染	長距離越境大気汚染条約(1979)	国連欧州経済委員会
	ウィーン条約(1985)	
	POPsに関するストックホルム条約(1997)	
海洋汚染	廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約 海洋汚染防止条約(1973)	
森林破壊	森林原則声明	国連環境開発会議(地球サミット)
食糧	国際連合世界食料計画	
水	国連世界水発展報告書(2003)	

## 1.1. マイクロ水力発電 (Micro Hydropower System)

### 1.1.1. マイクロ水力発電とは (Micro Hydropower)

水力発電は 2005 年のデータでは日本国内の総発電量の 13%を担っている。水力発電は長時間の発電ができる、ベース電源及びピーク電源として利用できる、発電コストが安定している、ライフサイクル CO<sub>2</sub>が他の発電に比べ少ない(図 1)などの長所をもつ発電方法である。しかしながら大規模な水力発電を行うためには、山を切り崩してのダム建設のような土地改変の必要があり、環境への配慮や世論の反対から国内において今後国内でダム開発が大きく進むとは考えられない。また大規模水力発電の未開発地点も日本国内では少ない。このような状況の中で注目されているのが「マイクロ水力発電システム」である。

マイクロ水力発電の一般的な定義は「1kWから 100kW規模の小規模水力発電」であり滝、川等の自然地形や、砂防ダム、農業用水、上水道等の既存の水路の落差を利用して発電を行うシステムである。水力発電は元々小規模なシステムから発展し、現在のような大規模ダム型が主流となるという発展の歴史をたどっている為小水力発電の歴史は古い。

マイクロ水力発電の利点としては再生可能エネルギーであり、未開発地点が多い、ダムに比べ土地改変が小さい、発電コストが長期に安定している、エネルギー変換効率が高いという点が上げられる。これらの利点が存在するにもかかわらず現在までマイクロ水力の普及が進まない原因としては、小規模、流量変化への対応力の弱さ、制御が困難、制度面の不備等の課題が存在する。マイクロ水力発電機は各地の有効落差、流量にあわせて作成することが求められるため、量産化が難しくコスト面での問題も存在する。また回転機で発電した電力を系統連系するためには技術的制約が厳しく、小規模システムでは系統連携する事が過大な負担となっており汎用系統連系インバータの量産が必要とされる。加えて自然地形や砂防ダムでは流量の季節・時間変化が大きく、高効率で水車を利用することが難しいとされている。

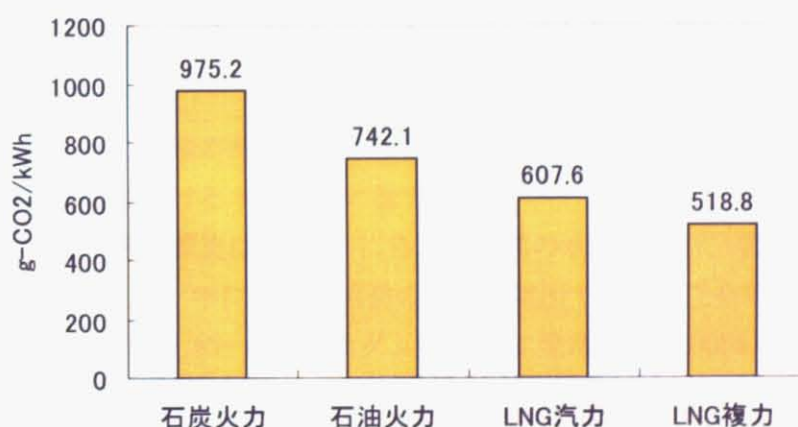


図 1 1kWh あたりの CO<sub>2</sub> 排出量

マイクロ水力発電施設の主要構造物は以下表 2 のように土木設備および電気設備に分類される。土木設備としては取水設備、発電所・水車へ導水する為の水圧管路、電気設備としては水車及び発電機が必要である。設置される地形によって流量や落差が異なる為、条件に合わせて水車も多種存在する。2007 年現在マイクロ水力発電用水車として実用化されている水車は、フランシス水車、プロペラ水車、ポンプ逆回転水車、クロスフロー水車、ペルトン水車、ターゴインパルス水車である。

発電機には直流機と交流機があるが、水力発電には交流機が用いられる。交流機には誘導機と同期機が存在する。誘導機は安価であるが自ら電圧を発生させることができない為、電力会社の系統に連携する必要がある。同期機は電圧を発生・調整することができる為、系統連携の必要がないが誘導機と比較して高価である。

表 2 装置とその役割

	装置	役割
土木設備	取水設備	取水
	導水路	水槽まで導水
	水槽	水車の呑込み水量の変化に対応
	水圧管路	水槽から水車へ導水
電気設備	水車	流量・落差にあわせて多種存在
	発電機	誘導機・同期機が存在
	制御盤	水車の自動運転用
	保護盤	発電機の安全停止
	主回路盤	系統連携装置
	水位計	水槽の水位測定

### 1.1.2. 国内 (Japan)

日本国内における水力発電の歴史及びマイクロ水力発電の現状について以下に述べる。

#### 1.1.2.1. 日本における水力発電の歴史

日本における水力発電の歴史は 1888 年に自家用発電の水力発電所三居沢発電所が建設されたことから始まる。1891 年には営業用初の水力発電所である蹴上発電所(1,760kW)が建設された。1963 年に高さ日本一のアーチダム黒部第 4 発電所(335,000kW)が建設された頃から水力は大規模発電の時代に突入した。1990 年代に入ると水力発電は大規模水力発電から環境へ配慮した発電方式へと方向を転換し、小規模水力発電が再注目されている現在に至る。

2001 年 3 月現在の国内包蔵水力は NEDO が発行した「マイクロ水力導入ガイドブック」

iiiによると、水力未開発地点は 2715 点であり総出力 1211 万 kW である。未開発水力の平均出力は約 4460kW であり、沿川住民の環境保全に対する関心の集まりもあいまって小規模化傾向にある。2002 年 7 月の「平成 14 年度電源開発基本計画」<sup>iii</sup>によると今後毎年 5 万 kW の新規水力開発を行う必要があるとされている。

#### 1.1.2.2. ハイドロバレー計画

資源エネルギー庁及び財団法人新エネルギー財団は、2001 年度から「ハイドロバレー計画開発促進調査」を実施し、地方公共団体によるマイクロ水力の開発を支援している。全国の市町村による自家消費型の水力発電所開発計画を、経済産業省では「ハイドロバレー計画」と呼んでいる。水力発電を地域特性に合わせて開発することにより新たな活力を創出し、地域振興に役立てることを目的とした計画である。ハイドロバレー計画では、農業用水や上・下水道、砂防堰堤等既存設備の利用を考慮しており、環境への配慮だけでなく経済的にも優れる発電所の開発を目指している。「ハイドロバレー計画開発促進調査」では応募のあった調査地点について下記①から③の調査を行った<sup>iv</sup>。

##### ①発電計画の調査

地元が選定する水力地点について、発電計画の概略設計を行う。計画精度は 1/5,000 程度とし、自家消費による事業化の可否判断が可能なレベルとする。

##### ②自家消費の検討

自家消費の検討にあたっては、当該市町村の具体的な施設の計画より、発電による発生電力量と消費電力量および不足時の買電等、電力需給の見通しを明らかにする。なお、発電所からの消費箇所までの送電方法ならびに商用電源との接続方法等についても検討を行う。

##### ③事業計画の策定

工事費および自家消費による便益等の算定を行い、事業の概要と経済性を明らかにする。

資源エネルギー庁は同計画の一層の普及を図るため、2004 年 3 月に「ハイドロバレー開発計画策定ガイドブック」を取りまとめた。

#### 1.1.2.3. RPS 法の見直し

電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 法）についてもマイクロ水力発電導入のために改善が必要であるとされている。マイクロ水力普及における RPS 法の問題点としては、2006 年 3 月新エネルギー財団新エネルギー産業会議の提言<sup>v</sup>によると以下の通りである。現行の R P S 法では、水力発電の対象は「1,000kW 以下の水路式」に限定されており、貴重な国産エネルギーの開発を支援する仕組みとして十分とは言えない。近年各所でダム、河川維持用水や利水放流等を利用した「環境負荷の小さい発電方式」を推進するという動きがあり、「ダム式」であっても RPS 法の趣旨に反することなく設備認定基準を見直すことにより、資源の有効利用を積極的に進めることが可能になる

と考えられる。RPS 法の適用範囲が見直されれば、各事業者の多目的ダム等への発電参加が一層促進されることも見込まれる。

#### 1.1.2.4. その他普及促進制度

マイクロ水力開発に関するその他の促進制度としては「中小水力開発促進補助金」が存在する。補助対象事業は揚水式を除く一般水力の内、増加する出力が 50,000kW 以下の水力発電施設の設置または改造の為の調査、又は出力変更を伴わないが、発電電力のみが増加する出力 50,000 kW以下の水力発電施設の改造の為の調査である。指導事業内容としては発電計画基本設計と発電計画実施設計であり、補助金は指導事業の内容に係る経費の 2 分の 1 を限度とし、NEF（新エネルギー財団）が実施する。

また「中小水力開発費補助金」というものも存在し補助対象事業者は一般電気事業者、公営電気事業者、その他卸供給事業者及び自家用発電所を設置する者である。補助対象事業は揚水式を除く一般水力に係る次に示す事業であり水力発電施設の設置に係る補助金、水力発電等の新技術導入に係る補助金が援助される。

### 1.1.3. 国際情勢 (Other Countries)

各国におけるマイクロ水力発電の現状について述べる。但し以下は論文等で公表されている範囲である。

#### 1.1.3.1. インド (India)

インド国内の包蔵水力は 150,000MW であるが、そのうち 17.8%のみが既開発である。インド国内水力発電量の 5.48%が 453 のマイクロ水力発電所による発電であるが、インド国内では高圧送電の普及により水力は小規模から大規模発電への転換が進んでいる。しかしながらインド国内には未電化の村が 80,000 箇所、電力不足の村が 18,000 箇所存在し、これらの村の多くが都市から離れた地域、砂漠、島など未開発地区に存在し、高圧送電は困難である。都市から離れた村を電化する為マイクロ水力発電プロジェクトが注目されている。M.R.Nouni らは現在マイクロ水力発電プロジェクトの経済性を調べるフィージビリティスタディ<sup>iv</sup>を行っている。

#### 1.1.3.2. ブータン (Bhutan)

ブータン政府は第 7 次 5 ヶ年計画の中で開発へのアプローチとして次の 6 点を挙げている。1 自立 (self reliance)、2 持続性 (sustainability)、3 効率と私的セクターの発達、4 住民参加と地方分権化、5 人的資源開発、6 地域の均衡発展である。これらの目標を達成するために最大の制約となっているのが運輸・通信と電化である。ブータンの包蔵水力は 20,000MW で、その中開発可能な水力は 6,000MW と言われている。国全体が山岳地帯で地形が急峻であるのに加えて小規模な住居区が散在している為、送配電網の建設は技術的

にも困難であり経済性もないと判断されている。このような状況の下で、ブータン政府は全国 150 ヶ所のマイクロ水力発電施設整備計画を策定した。マイクロ水力発電施設整備計画の実行に当たって日本政府は最も緊急度の高い 10 地点に関して無償援助による協力を行った。

#### 1.1.3.3. フィリピン (Philippines)

NEDO 海外リポート<sup>vii</sup>によると 2003 年時で 68 ヶ所のマイクロ水力発電所が設置され、総出力 300 kW で約 6,000 戸の家庭に電力供給している。このシステムの建設単価は 6,000~12,000yen/kW である。マイクロ水力発電システムは離島など送電網のない孤立した地域で設置が有望とされている。フィリピン国内で 436 ヶ所でのマイクロ水力発電所建設が可能と見られており、すべて設置された場合総出力は 28MW に達すると推測されている。株式会社東電設計はフィリピン国内でコスト低減及び計画・設計・施工・運転保守が容易な分散型小水力発電技術の構築を目的とし合理化、簡素化及び海外資機材の導入等を図ったマイクロ水力実証試験設備を海外に設置し妥当性を検討・評価している。

#### 1.1.3.4. ギリシャ (Greek)

EU が小水力発電の発電規模を 2010 年までに 4500MW とすることを目標としており、小水力関連プロジェクトへの投資家の関心は EU 圏内において高まっている。ギリシャでは 1994 年に民間企業が再生可能エネルギーを用いて自家発電することを許可した法律 law 2244/94 が施行されて以来、小規模水力発電への関心が高まっており、J.K.Kaldellis<sup>viii</sup>らはギリシャにおけるマイクロ水力発電プロジェクトの経済性について研究を行っている。

#### 1.1.3.5. トルコ (Turkey)

トルコにおけるマイクロ水力の研究 (Sustainable Development of Small Hydropower Plants) <sup>ix</sup>によるとトルコは人口 6730 万 8928 人 (2002/7 推計)、面積 78 万 580km<sup>2</sup> の国家であり、平均高度 1100m のアナトリア高原が大半を占め、山脈が 2 本東西に走り火山や地震が多いのが特徴である。国内での理論上の包蔵水力発電量は 433,000GWh/year であり、世界全体の 1%、ヨーロッパの 15% に当たる。トルコではマイクロ水力は 1902 年という早期から採用されていたが、エネルギー消費急増により大規模水力へと開発がシフトしていった。1999 年現在国内水力の 1.5% をマイクロ水力が占めている。

## 1.2. 水道 (Water Supply System)

21 世紀は「水」の時代といわれている。開発途上国の人口急増、産業発展により世界的に水不足が問題となっている。水不足対策として水処理の高度化、海水の淡水化等が行われているが対策としては十分でなく、水の有効利用は人類にとって解決しなければならない重大な課題の一つである。以下国内及び海外の水事情について述べていく。

### 1.2.1. 国内(Japan)

#### 1.2.1.1. 水道の現状

日本の都市用水(生活用水と工業用水の合計)は 1991 年統計で河川水 68.9%地下水 28.3% その他 2.8%である。\*水道水源として流量に恵まれた河川や地下水を利用できる場合には貯水施設は不必要であるが、そうでない場合にはダム、ため池、遊水地などの貯水施設を利用している。

現在国内の上水道普及率は 98%であるが、国内の年間給水量は図 2 のように年々増加しており近年は増加が止まっているものの、送水ポンプ等水道システムとしてのエネルギー消費量は増大している。給水人口の増大や浄水システムにおける高度処理の普及が消費エネルギー増大へと影響しており、省エネルギーに向けた取り組みも必要となっている。「東京都水道局環境計画」<sup>※</sup>によると東京都水道局は都内の総使用電力の約 1 %を使用しており、エネルギーの効率的利用と自然エネルギーの活用を環境への指針の一つとしている。

一方で現在の水道システムでは水道管内の水圧が高くなりすぎる場合、水圧を下げる減圧という処置が施されエネルギーを捨てている。水道管の耐えられる設計圧力は 75m・aq 程度であるとされ、この圧力以下にするために高低差の大きい地域や浄水場近辺の地域では減圧を行う。減圧の方法として、一端水位を開放する方法、減圧弁を用いて水圧を減ずる方法、管の流量損失を活用する方法が存在する。この減圧により捨てているエネルギーの有効利用の方法が模索されており、その 1 つの方法がマイクロ水力発電である。

水道システムの将来像として、厚生労働省は 2005 年に発表した「水道ビジョン」<sup>※</sup>の中で 5 つの目標を掲げている。目標を以下に示す。

- ① 安心：全ての国民が安心して美味しく飲める水道水の供給
- ② 安定：いつでもどこでも安定的に生活用水を確保
- ③ 持続：地域特性にあった運営基盤の強化、水道文化・技術の継承と発展、需要者ニーズを踏まえた給水サービスの充実
- ④ 環境：環境保全への貢献
- ⑤ 国際：わが国の経験の海外移転による国際貢献



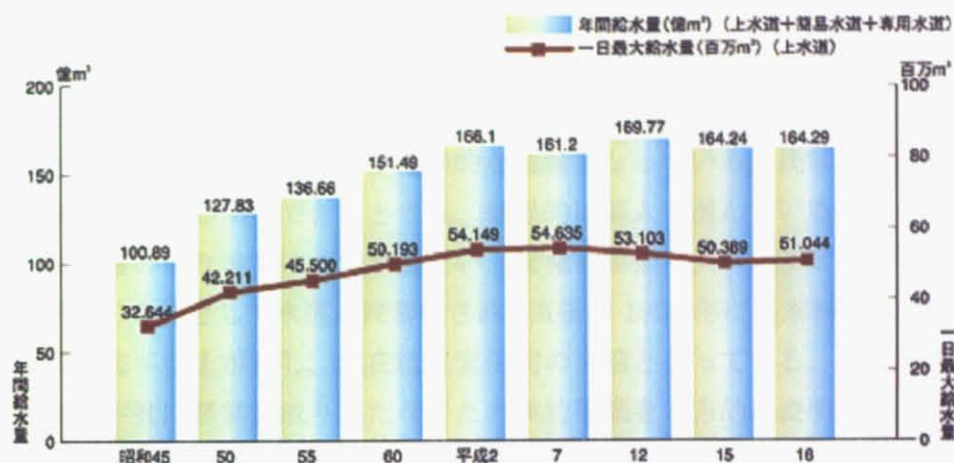


図 2 日本国内の年間給水量と 1 日最大給水量の推移<sup>xiii</sup>

#### 1.2.1.2. 他国での水道開発

現在日本では JICA を主体として水道建設に関する援助が行われている。水道未普及の国への水道建設援助も行われているが、JICA プロジェクトの多くは既存水道の破損、老朽化、汚染また需要の増加による施設の刷新である。水道整備は多額な初期投資を必要とするため、収入の少ない国家では建設が難しく先進国の開発援助によって建設されることが多い。

水道の開発は貧困問題の解決という意味合いも大きい。途上国では女性や児童が水くみ労働の役目をおわされるなど、水のサービスが不十分なために被る負担には大きいものがある。2015 年までに貧困層を半減するという国際的な目標が「アジェンダ 21」にて設定されており、アジア開発銀行では貧困削減を最重点の政策目標にするなど、各援助機関においても貧困削減に向けた援助が重視されつつある。貧困と水問題、低開発の悪循環を抜け出すために、貧困撲滅に向けた水サービスの改善や防災対策が求められる。

### 1.2.2. 国際情勢(Other Countries)

#### 1.2.2.1. 水不足

現在開発途上国を中心に、約 11 億人の人々が清浄な飲料水の供給を受けられない状況にある。高知工科大学社会システム工学科教授村上雅博による「深刻化する世界の水問題」<sup>xiv</sup>によると、中東・北アフリカでは、現在の人口は世界の 5%にあたるが、降雨によって持続的に利用できる水は世界全体の 1%以下しかない。降水の絶対量が変化せず人口だけが増加したために、1 人当たりの水資源賦存量は 1960 年の 3300m³ から 95 年には 60%減の 1250m³に落ち込んでおり、さらに 2025 年には 650m³に落ち込むことが予想されている。また水資源賦存量が低くない場合でも、安全な水を得るための小規模な開発投資にすら手が届かず、国民の多くが不衛生な水を飲まざるを得ない国家も多く存在する。途上国では水を供給するということに加えて、「安全な水」を提供する為の技術援助が必要とされてい



る。

#### 1.2.2.2. 民営化

水不足とともに水道の「民営化」が国際的な議論となっている。民営化は公的資金の不足を補い、事業運営も効率化できるとされ、世界的に導入が進んでいる。しかしながら利益の優先は貧困層の切り捨てにつながるという反発も根強く、フィリピンのマニラでは、世界銀行の融資の条件として水道が民営化され、直後の 1998 年に基本料金は半分に下がったが、その後は毎年値上がりし、現在は民営化前の 2 倍となっている。事業を請け負った仏系のマニラッド社は経営が成り立たないため契約破棄を一方的に表明し、フィリピン政府と対立する騒ぎになった。水道ビジネスで世界をリードしているのはフランスでの世界 1、2 位を争うビベンディ、オンデオの 2 社とドイツ 1 社の計 3 社が世界の水の民営化市場で 77%を占めている。アジアの上下水道施設の整備に日本は ODA で計 1 兆円援助したが、完成後にはほとんどが仏、英の企業に経営・運営権を独占されてしまった。

### 1.3. 水道とマイクロ水力の融合に関する既往の研究 (Anamnestic Research)

水道システムでの省エネルギーのために、減圧弁の代わりに水車を設置するという取り組みは日本国内で数件存在する。これらは全て実証実験を行っている段階でありデータの収集を行っている。

埼玉県企業局庄和浄水場では浄水後送水ポンプにより各地の配水場に送水しているが、同時に非常用として場内の貯水タンクに送水している。しかし、送水圧力が高すぎるため従来は減圧弁により圧力を低下させていた。導入されたマイクロ水力発電設備は、減圧弁の代わりに設置され、使用されている。2002 年に設置され発電出力は 38kW であり系統連携されている。水車はインライン型のプロペラ水車が用いられている。

さいたま市白幡浄水場では埼玉県企業局の浄水場から送水ポンプで圧送した配水を受水しているが、着水槽の手前で減圧弁により減圧していた。この減圧弁の代わりに、水車発電機を設置し電力として回収している。水車発電設備導入後、従来の減圧弁を使用していたときと比較して騒音が小さくなったとの報告もある。設置方法としては、従来の減圧弁を撤去し、水車発電機のバイパス管に流量調整弁（減圧弁）を新規に設置している。

川崎市水道局では既設送水管（潮見台浄水場と末吉配水場を結ぶ送水管）の減圧弁をバイパスする形で取水している。発電電力は東京電力へ売電している。

関東経済産業局による「マイクロ水力発電普及拡大フォーラム資料集」<sup>xv</sup>によると関東経済産業局管内の水道における未利用落差発電理論包蔵水力は未開発地点で 37 地点 2,794kW、既に関連された 5 地点で 1159kW とされている。



図 3 庄和浄水場のマイクロ水力発電装置<sup>xvi</sup>

#### 1.4. 京都議定書(Kyoto Protocol)

京都議定書は、気候変動枠組条約に基づき、1997年12月11日に地球温暖化防止京都会議（COP3）で議決した議定書である。京都議定書で議決された内容は地球温暖化の原因となる、温室効果ガスの一種である二酸化炭素、メタン、亜酸化窒素、HFCs、PFCs、六フッ化硫黄について、先進国における削減率を1990年基準として各国別に定め、共同で約束期間内に目標を達成するというものである。日本では2012年までに-6%を削減率として設定している。京都議定書には京都メカニズム（CDM、排出権取引、共同実施、吸収源活動）という仕組みが盛り込まれており、運用の細かい部分については2001年に開かれた第7回気候変動枠組条約締約国会議（COP7）において定められた。

京都メカニズムの一つである排出権取引とは、地球温暖化の原因となる二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）など環境汚染物質の許容排出量をひとつの国または世界全体について設定し、削減目標を国内で達成できない国や企業が達成した国や企業から排出権を買い取る取引のことである。環境汚染物質の排出可能な割り当てを超えてしまう国や企業が、排出枠に余裕のある国や企業から排出権を買い取って穴埋めをし、省エネルギーに対する投資をするよりも安いコストで削減目標を達成できるといわれている。市場のメカニズムを利用して環境汚染を防ごうという考え方である。

米国が京都議定書から離脱する中で日本が最大の排出権不足国となっており、数千万トン分の排出枠を京都メカニズムにより海外から調達することが必須となっている。その中でCDMプロジェクトへの関心が日本国内でも高まっている。

#### 1.4.1. CDM/JI プロジェクトの手続き<sup>xvii</sup> (Scheme of CDM/JI)

CDM（クリーン開発メカニズム）とは、先進国が開発途上国に技術・資金等の支援を行い温室効果ガス排出量を削減、または吸収量を増幅する事業を実施した結果、削減できた排出量の一定量を先進国の温室効果ガス排出量の削減分の一部に充当することができる制度である。CDM/JI プロジェクトの手続きとしては PDD の作成、有効化調査、モニタリング、検証、認証・発行というフェイズに分れている。詳細について以下に説明する。

##### 1.4.1.1. PDD の作成

プロジェクト実施者は、これから提案しようとするプロジェクトが京都議定書・マラケシュ合意に定められた CDM の要件を満たしていることを確認し、プロジェクト設計書（PDD）を作成する。PDD には、プロジェクト概要、ベースライン設定、推定 GHG 排出削減量、モニタリング計画等に関する情報を記載する。PDD はプロジェクト実施者による技術面・組織面の説明が記載された公式な文書であり一般に公開される。また、プロジェクト実施者は、投資国、ホスト国両政府からプロジェクト承認状必要がある。

##### 1.4.1.2. 有効化審査 (Validation)

提出された PDD について有効化審査を行う。プロジェクト実施者が選定した DOE が、提出された PDD を基に、当該プロジェクトがマラケシュ合意等で定められた CDM としての要件を満たすかどうか独自に審査するものである。有効化審査の流れを以下に示す。ステップ 2 におけるパブリックコメントは、現地利害関係者を主な対象としているため、PDD では一般大衆にも分かりやすくプロジェクト活動の説明を行うことが要求される。また、審査の流れの中で、DOE は通常、改善すべき点などを通知するため、プロジェクト実施者は有効化審査の過程で PDD を改良する機会が与えられる。有効化審査を通った CDM プロジェクトは、CDM 理事会に登録する。

CDM プロジェクトが登録されていることが、後の検証、認証及び CER (certified emission reductions) 発行の前提条件である。DOE が、PDD、有効化審査報告書、ホスト国の承認文書、パブリックコメントの内容をいかに反映したかという説明書きを CDM 理事会へ提出することで、登録の申請を行う。

ステップ 1: DOE が PDD 及び付属文書を審査、マラケシュ合意に記載された有効化要件が満たされているかどうかをチェック。この際、ベースライン及びモニタリング方法論が CDM 理事会で承認済みであることもチェック。

↓

ステップ 2: DOE はマラケシュ合意の規定に従って、PDD を公開し、パブリックコメントを受け付ける。

↓

ステップ 3: コメント受付期間終了後、DOE はプロジェクトが有効であるかどうかを

判断する。



ステップ 4: DOE はプロジェクト実施者へプロジェクト有効化審査の結果を通知する。



ステップ 5: プロジェクトが有効化審査に合格した場合、DOE は CDM 理事会へ有効化審査報告書を提出する。この提出はプロジェクトの登録申請を兼ねる。報告書には、PDD、投資国、ホスト国による承認の書面、及び寄せられたコメントをいかに考慮したかという説明が含まれる。DOE は、登録申請を提出する前に、ホスト国・投資国の担当部局より、自主的参加に関する書面による承認を取り付けていなければならない。なお、この承認の書面には、当該プロジェクトがホスト国の持続可能な開発に寄与することの確認が含まれる。



ステップ 6: 有効化審査報告書が公開される

#### 1.4.1.3. モニタリング (Monitoring)

登録が完了した後はモニタリングのステップに移る。PDD で推計された CER 量を獲得するために、プロジェクト活動からの排出量を正確に測定できるようなモニタリング計画を用いる必要がある。

モニタリング方法論承認プロセスは、ベースライン方法論承認プロセスと同様であり、ベースラインとモニタリング計画をまとめて同時に CDM 理事会に申請を行わなければならない。PDD を作成する段階で新方法論の申請を行うプロジェクト実施者は、AE を通じて PDD 及び Annex 4 により適切なモニタリング方法論を CDM 理事会に提案する必要がある。一定期間内に CDM プロジェクトから発生する CER 量の計算は、モニタリング及び排出削減量の報告を受けて行われる。プロジェクト実施者は、登録されたモニタリング計画に従ったモニタリング報告書を、検証・認証を担当する DOE へ提出する。

#### 1.4.1.4. 検証 (Verification)

CDM プロジェクトの登録後、プロジェクト実施者は当該プロジェクトを実行に移すとともに、温室効果ガス排出削減量のモニタリングを行う。DOE はこの削減量を定期的に検証する。まずプロジェクト実施者が検証を行う DOE と契約することから始まり、DOE はモニタリング報告書を公開し、提出された書類が登録された PDD 等の要件に沿っているかを判断する。必要に応じて実地踏査を行う。モニタリング結果を調査し、排出削減量推定のためのモニタリング方法論の適用が適切であり、記録が完全であり透明性があることを検証する。そして CDM プロジェクトない場合には実現しなかった温室効果ガス排出削減量

を決定する。最後にプロジェクト実施者、ホスト国、投資国、及び CDM 理事会へ検証報告書を提出し、検証報告書を公開する。

#### 1.4.1.5. 認証 (Certification) 及び発行 (Issuance)

「認証」とは、検証された排出削減量が CDM プロジェクトによって達成されたことを DOE が書面によって保証することである。DOE は、検証報告書を基に排出削減量を書面で認証し、直ちにプロジェクト参加者及び CDM 理事会に認証完了を報告し、認証報告書を公開する。認証報告書を CDM 理事会へ提出することで、検証された温室効果ガス削減量に相当する CER 発行の申請とする。CDM 理事会の保留口座へ発行された CER のうち 2% は適応基金へ繰り入れられ、さらにある割合は CDM 事務費用に充当される口座へ繰り入れられる。残った CER はプロジェクト実施者からの要請にしたがって、投資国政府の登録簿にあるプロジェクト実施者のそれぞれの口座へ移転される。

#### 1.4.2. 国内 (Japan)

日本では削減目標-6%に対して、それぞれの温暖化対策要素ごとに削減目標を定めている。エネルギー消費に係る二酸化炭素排出量は2002年には11%のプラスと激増しており、すでに目標の達成が絶望視されている。産業界の排出量は軒減傾向にあるものの、運輸、業務、民生部門の増加が目立つ。その他メタン・亜酸化窒素の排出抑制で-0.5%、ライフスタイルの変更、革新的技術開発で-2.0%の削減を見込んでいる。2005年度の二酸化炭素総排出量は13億6400万トン(CO<sub>2</sub>換算)で04年度の0.6%増となっている。代替フロン<sub>2</sub>の排出抑制では+2.0%、森林による吸収源の確保-3.9%を見込んでいる。京都メカニズムを利用した排出量取引、技術供与による削減は-1.6%を見込んでいる。

国内において承認された京都メカニズム案件は2006年12月25日現在98件である。日本政府の正式なプロジェクトとなるためには温暖化対策関連6省庁のいずれかに承認申請を提出し、6省庁が共同で開催する「京都メカニズム活用連絡会」で承認されることが必要である。96、97、98件目で承認されたのは、清水建設が申請したグルジア・トビリシ市の埋立処分場でのメタンガス回収・発電プロジェクト(年平均CO<sub>2</sub>排出削減量:7.2万t-CO<sub>2</sub>)、三井物産が申請した中国・内蒙古自治区での総発電容量の風力発電所建設プロジェクト(年平均CO<sub>2</sub>排出削減量:12.7万t-CO<sub>2</sub>)、三菱商事が申請した韓国・ウルサン市の硝酸プラントでのテールガスに含まれる一酸化二窒素破壊プロジェクト(年平均CO<sub>2</sub>排出削減量:28.1万t-CO<sub>2</sub>)である。



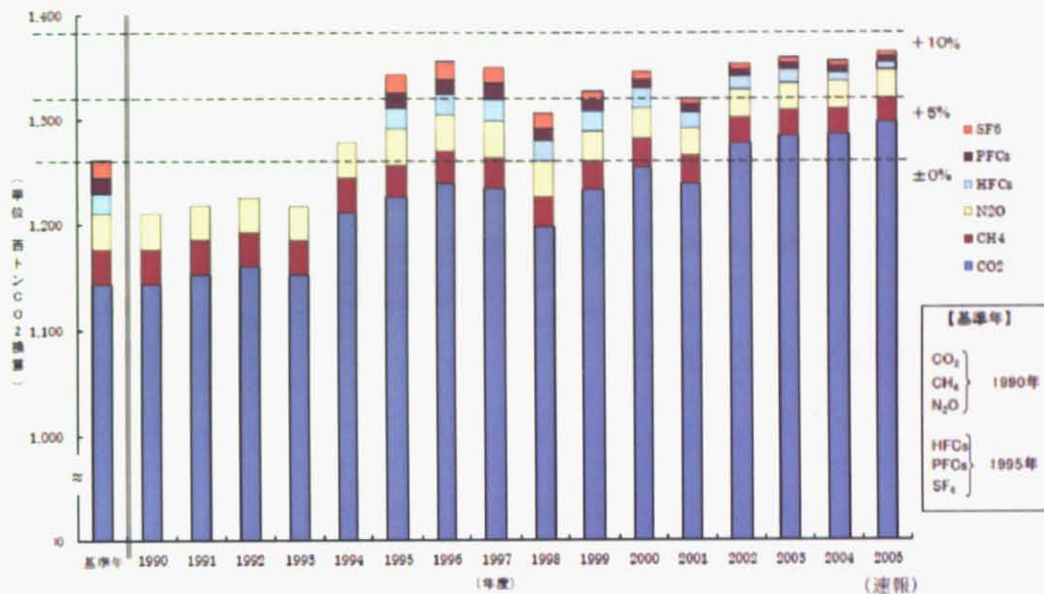


図 4 日本国内における温室効果ガス総排出量の推移<sup>xviii</sup>

#### 1.4.3. 排出権取引の現状と国際情勢 (Emissions Trading in Other Countries)

Jane Ellis, et al による論文“CDM :Taking stock and Looking forward”<sup>xix</sup> によると、図 5 のように提案されている 325 件の CDM プロジェクトのうち、大部分のプロジェクトのホスト国を限られた国が占めている。これらの国は比較的経済が安定しており、人材が豊富で、法制が確立している国家である。一般的なプロジェクトと同様に、これらプロジェクトが確実に行われるという信頼性が高い国家のみで、CDM プロジェクトが行われているのが現状である。また図 6 のように方法論の内訳で見ると、CDM プロジェクトは再生可能エネルギーの導入、メタン回収、産業プロセスから発生する GHG の分解の 3 カテゴリーに分けられるが、削減量の面で見ると 161 件の再生可能エネルギー関連プロジェクトによる削減量よりも 10 件のフロンガス及び N<sub>2</sub>O 削減プロジェクトによる削減量の方が大きく、割合で見ると殆どがフロンガス及び N<sub>2</sub>O 削減プロジェクトにより得られた排出権である。

近年の傾向として投資家は、短期でしかもコストが安いフロンガス及び N<sub>2</sub>O 削減プロジェクトに好んで投資を行っている。したがって CER の価格はフロンガス及び N<sub>2</sub>O 削減プロジェクトの影響を大きく受けている。\$ 3~6/t-CO<sub>2</sub> という現在の取引価格ではホスト国の持続可能な発展への寄与度が大きい再生可能エネルギー関連のプロジェクトを動機付けるのには不十分である。また再生可能エネルギー関連のプロジェクトは長期に渡って排出権を獲得できるが、現在のところ第 1 約束期間以降のスキームが定まっていないことでフロンガス及び N<sub>2</sub>O 削減プロジェクトに投資が集中している。CDM の目的が排出量削減だけでなくホスト国の持続的発展にあることから考えても、再生可能エネルギー利用による

排出権獲得への動機付けとなるようなシステムが必要であるとされている。

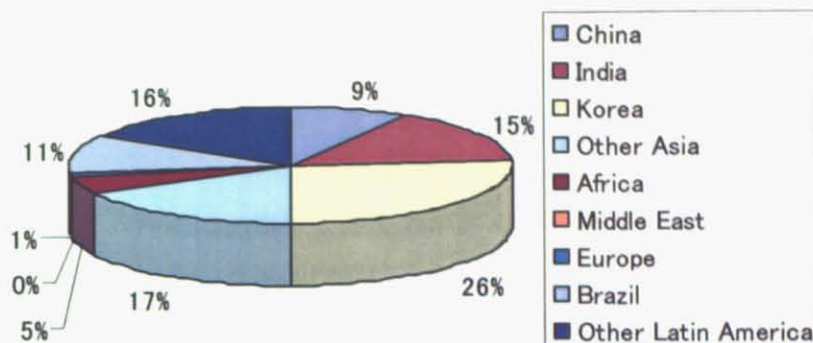


図 5 325 件のプロジェクトのホスト国内訳 <sup>xix</sup>

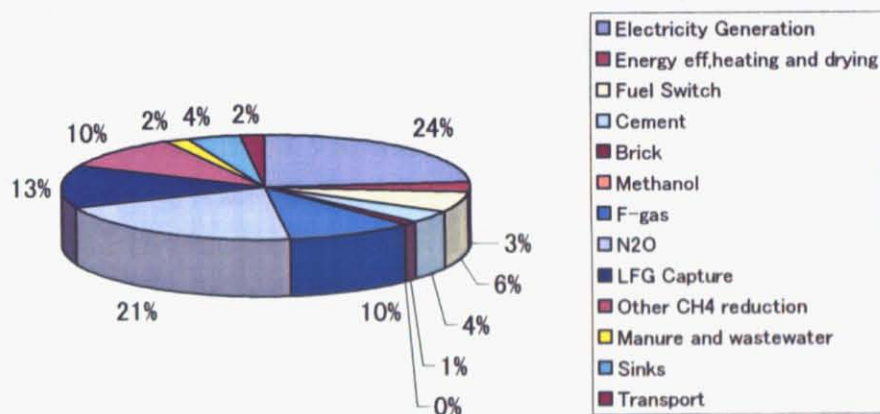


図 6 325 件のプロジェクト内訳 <sup>xix</sup>

### 1.5. まとめ (Summary)

2005 年 2 月に京都議定書が発効し地球温暖化対策への取り組みが求められる中、我が国では再生可能且つ純国産エネルギーとして水力発電が見直されている。しかし国内での大規模水力の開発可能地点の数は少なく、ダム開発の環境影響も懸念されている。このような状況の中で、経済産業省は既存の水路を利用できる 100 kW 規模のマイクロ水力発電の普及を促進している。海外においても都市から離れた山村の電化等でマイクロ水力発電は注目されており、実現可能性について研究が行われている。このようにマイクロ水力発電は再注目されている技術であるが、普及の為には小規模、流量変化への対応力の弱さ、制御

が困難等多くの課題が存在している。

また上水道については、現在日本国内の上水道普及率は約 98%であって送水量は年々増加しており、送水ポンプ等水道システム全体としてのエネルギー消費量は増大している。水道が未普及の途上国において先進国による水道建設が行われており、今後水道システムによるエネルギー消費量の増大は更に多くの国で問題となり、問題の重要性を増すと考えられる。

現在の水道システム内には必要以上の圧力エネルギーを減圧弁により捨てるなど未利用エネルギーが存在している。日本国内ではこのような余剰の圧力エネルギーが存在する地点にマイクロ水力発電を設置し、エネルギーを有効利用しようという試みがなされており、実際に設置して実証実験も行われている。この試みに見られるようなマイクロ水力発電についての研究は、「既存の流れの中で発電に利用できる落差を見つけ、そこにマイクロ水力発電機を設置する」という考え方であり、開発可能地点の調査や設置した場合の経済性分析が主として行われている。しかし水道でマイクロ水力発電を行うに当たって、水道は流量を人為的に調整することが可能であるため、「発電に利用できる落差を既存の水道管網内で探す」のではなく、「マイクロ水力発電を有効利用できる水道管網」を作ることとも可能であると考えた。長い歴史をもつ水道システムにマイクロ水力発電を上手く組み込むだけでなく、マイクロ水力発電に合うように水道システムについて再検討を行うことにより、水および位置エネルギーを有効利用できるインフラを構築することが可能ではないかという推測をもとに研究を行った。



## 2. 目的と研究手法 (Objective and Studying Method)

### 2.1. 目的 (Objective)

マイクロ水力発電を用いることにより、水道システムにおいて捨てられているエネルギーを有効利用することが可能である。また水道の流量を人為的に調整可能という特性を利用し、「マイクロ水力発電を有効利用できる水道管網」を構築することも可能であると考えられ、そのような研究例は今までに存在していない。

本研究ではマイクロ水力発電を設置した上水道システムの実現可能性を分析することにより、水道の建設・再構築時に水道と同時にマイクロ水力発電機を設置することを提案し、持続可能な発展へ寄与する都市インフラを構築することを目的とする。世界には水道が未普及かつ未電化の国も多数存在し、それらの国で上記水道を建設することは既存の技術を援助した場合に比べエネルギーの有効利用に繋がると考えられる。合わせて建設に適した都市の選定方法を提供することにより導入を促進するとともに、「発電を効果的に行う」為に水道建設計画時に注意すべき点について検討することも目的とする。

### 2.2. 研究手法(Studying Method)

水道管網にマイクロ水力発電機を設置することについての実現可能性を、数値計算モデルを作成して分析を行う。研究の流れを以下図 7 に示す。

水道管網にマイクロ水力発電を設置した場合について実現可能性の分析を行った研究は存在しない為、第 1 に 3 章では水道システム内で発電した場合の分析を行う為の数値計算モデルを作成した。水道システムについてはアメリカ環境局 EPA の作成した EPANET<sup>xx</sup>を参考とし、マイクロ水力発電については資源エネルギー庁が 2004 年に発表した「ハイドロバレー計画ガイドブック」<sup>xxi</sup>を参考に数値計算モデルを作成した。マイクロ水力発電に用いる水車は既に設置例が存在するプロペラ水車を想定した。

第 2 に 4 章では、作成したモデルから得られた各配水場の受水圧水頭の計算値を、千葉県北部地域水道での実測値と比較して作成したモデルの有意性について分析した。

5 章及び 6 章では、千葉及び長野というタイプの異なる 2 つの水道管網においてマイクロ水力発電を設置した場合の発電量について計算を行い、実現可能性について分析を行った。計算に用いる管網図、各管の長さや管径、各配水場の標高と平均配水量等実際の水道のデータは、長野市水道局及び北千葉広域水道企業団から提供して頂いた。

7 章では水道が存在しない、もしくは今から再構築する都市での実現可能性について分析を行う為に、3.5.3 で示すような入手可能なデータから配水量、管網のデータを推定する式を作成した(この式を用いた計算モデルを「一般化モデル」と呼ぶ)。一般化モデルでの計算結果が、どの程度詳細なモデルの計算結果と異なるかを長野・千葉での計算値と比較することにより分析した。そして給水人口という比較的に入りやすい値から、プロジェクトとしての採算が取れるにはどのくらいの標高差が必要であるかについて一般モデルを用い

て計算を行った。

最後に一般モデル及び長野・千葉での分析から、水道とマイクロ水力発電システムを同時に建設する際に、水道計画として注意すべき点について検討を行った。

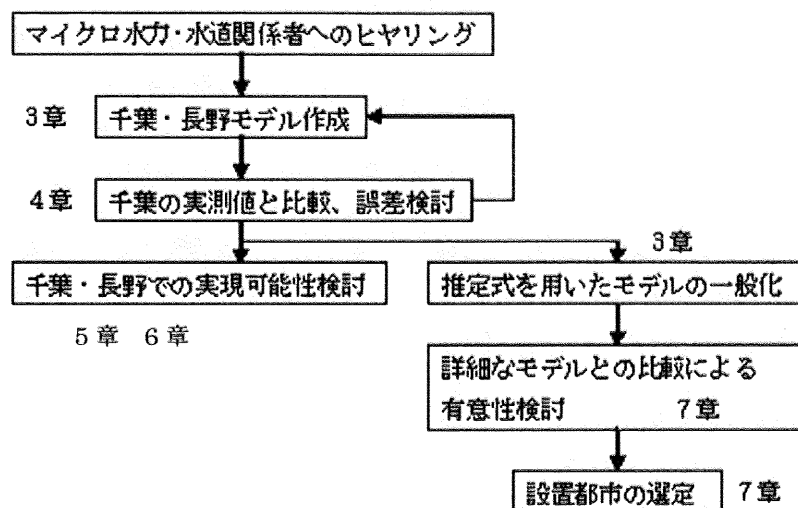


図 7 研究の流れ

### 3. 数値計算モデル (Calculation Model)

水道システムとマイクロ水力発電システムを組み合わせたシステムについて分析を行う為に数値計算モデルを作成した。水道システムに関してはアメリカ環境保護局 EPA の作成した EPANET2<sup>xx</sup> を参考にして定常的水理解析手法を用いた。EPANET 2 では水道管網を取水点、配水場(消費点)という点とそれらの点を結ぶ水道管で表現する。各施設の標高、水道管長さ、管径、各施設への送水量(配水量)を入力し、定常的水理解析手法の一つである節点水頭法により各施設での受水圧水頭を計算する。

マイクロ水力発電システムに関しては資源エネルギー庁が 2004 年に発表した「ハイドロバレー計画ガイドブック」<sup>xxi</sup> を参考にしてモデルを作成した。定常的水理解析手法により求められた最大流量・有効落差からガイドブックを参考にしてマイクロ水力発電機の仕様を決定する。決定したマイクロ水力発電機の仕様を参考に、各配水場の各年各月各時刻の配水量及び受水圧水頭の計算結果を入力し、年間可能発電量の計算を行った。コスト面に関してはマイクロ水力発電機の仕様に基づいて、経済産業省の聞き取り調査の回帰分析によって得られた概算工事費の計算式を用いて計算した。プロジェクトの評価方法に関しては「ハイドロバレー計画ガイドブック」<sup>xxi</sup> 中の評価指標及び一般的なプロジェクトの評価指標を用いた。以下数値計算モデルの詳細について述べる。

#### 3.1. 定常的水理解析手法<sup>xx</sup> (Stationary Hydraulic Analysis)

一般的に水道システムの制御には非定常的水理解析が用いられている。しかしながら北千葉広域水道企業団から頂いたデータ及び伺った話を参考にすると、浄水場から配水場への送水量は安定しており、本研究では詳細な各微小時間の発電量の計算結果ではなく、システムの導入可能性について論じるための発電量の概算値の計算が目的である為、1 時間の流量は一定であると仮定し、1 時間を時間の最低単位として定常的水理解析手法を用いて簡便に計算することとした。

##### 3.1.1. 平均流速公式 (Hazen-Williams Formula)

水道管網計算において一般的に用いられる Hazen-Williams 公式を支配方程式として各水道管における入水点と出水点の圧力水頭の差、流速の関係について計算を行った。

$$V = 0.849 \times C \times R^{0.63} \times I^{0.54} \quad (1)$$

V : 平均流速(m/s)

C : 流速係数 (管の種類による)

R : 径深

I : 動水勾配

上記式をもとに円形管について以下の式が誘導できる。この式を基に管路水理を計算す

る。

$$V = 0.335 \times C \times D^{0.63} \times I^{0.54} \quad (2)$$

D : 口径(m)

#### 3.1.1.1. 流速係数

Hazen-Williams 公式における流速係数とは、新管の直管鑄鉄管で 130、古い錆びこぶだらけの鑄鉄管で 10 といったように、管内の水の流れやすさを数値化したものであり、流れやすいほど数値は大きい。管網計算では慣習的に 110 を使用しているが、この精度を精緻に考える必要はほとんどないと一般的にされている。実績の水理データから流速係数を再計算した例もあるが予測とさほど大差ないという結果であった。よって通例で用いられている 110 という数値を本研究でも用いることとした。

#### 3.1.1.2. 径深

Hazen-Williams 公式における径深 R は流積÷潤辺で求めることができる。潤辺とは水路壁と水の接する部分の長さを示す。流積とは流水の横断面積のことである。上水道のように水の満ちた円管では径深＝口径となる。

#### 3.1.1.3. 動水勾配

動水勾配は、全水頭差を距離で除したものである。各点の水頭差  $h(i)$ 、 $h(j)$  とそれを結ぶ管長  $L(i,j)$  から求める。

$$I(i, j) = \frac{h(j) - h(i)}{L(i, j)} \quad (3)$$

$h(i)$  : 点 i の水頭(m)

$L(i,j)$  : 点 i と点 j を結ぶ管の長さ(m)

### 3.1.2. 節点水頭法<sup>xiii</sup> (Computation Method of Water Head)

管網配管の水理計算は大別して 2 つの手法が存在する。最初に各管路の流量及び流向を仮定するハーディ・クロス法と、最初に各節点の水頭を仮定する節点水頭法が存在する。ハーディ・クロス法は管網配管のみ検討可能であるのに対して節点水頭法は管網だけでなく樹枝状配管も検討可能なため本計算では節点水頭法を用いた。

パイプライン組織において、節点 i の流入量  $Q_i$  と各節点の流出量  $q_{ij}$  の関係は式(4)となる。i から j への流量  $q_{ij}$  について点 i から流出する場合を正とする。つまり点 j から点 i に流れ込む場合  $q_{ij}$  は負となり  $q_{ji}$  は正となる。 $Q_i$  は配水量(消費量)であり配水場の場合正となる。逆に取水する場合は負の値をとる。

$$\sum_{j=1}^m q_{ij} + Q_i = 0 \quad (4)$$

次に区間  $i \sim j$  の流量  $q_{ij}$  は Hazen-Williams 公式から(5)のように表現できる。

$$q_{ij} = 0.27853 \times C \times D_{ij}^{2.63} \times \left( \frac{h_i - h_j}{L_{ij}} \right)^{0.54} \quad (5)$$

この式(5)を(7)で定義する  $k$  を用いて以下式(6)のように変形する。

$$q_{ij} = k_{ij} \times (h_i - h_j) \quad (6)$$

$$k_{ij} = 0.27853 \times C \times D_{ij}^{2.63} \times L_{ij}^{-0.54} \times |h_i - h_j|^{-0.46} \quad (7)$$

上記 (6) 式を (4) 式に代入して

$$Q_i = -\sum_{j=1}^m k_{ij} \times (h_i - h_j) = -\left( \sum_{j=1}^m k_{ij} \right) h_i + \sum_{j=1}^m k_{ij} h_j \quad (8)$$

(8) 式をそれぞれの節点について書くと (9) 式のような非線形の連立方程式になる ( $k$  は式(7)より  $h$  の関数である)。

$$\left. \begin{aligned} \left( -\sum_{j=1}^m k_{ij} \right) h_1 + k_{12} h_2 + \cdots + k_{1m} h_m &= Q_1 \\ k_{21} h_1 + \left( -\sum_{j=1}^m k_{2j} \right) h_2 + \cdots + k_{2m} h_m &= Q_2 \\ \cdot & \\ \cdot & \\ k_{m1} h_1 + k_{m2} h_2 + \cdots + \left( -\sum_{j=1}^m k_{mj} \right) h_m &= Q_m \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

この式を行列の形で表すと、

$$[A]\{h\} = \{F\} \quad (10)$$

という形で表現できる。上記式(10)を用いて、ある時間での各節点からの流出量を{F}に代入し各節点の動水位{h}を求める。この連立方程式から各点の水頭が消費に必要な水頭以上になるという制約条件のもと取水点の水頭、つまり水を各配水場に行き渡らせるのに必要な送水圧水頭の値をガウス・サイデル法により算出する。またそのときの各配水場での受水時の圧力水頭、各管の流量について計算を行う。

### 3.2. 利益 (Benefit)

#### 3.2.1. 年間可能発電量(Annual Hydro Energy)

マイクロ水力と上水道を融合したシステムから得られるものは、未利用エネルギーを利用した発電量である。プロジェクトとしての実現可能性を調べる際に、資源エネルギー庁が発行する「ハイドロバレー計画ガイドブック」<sup>xxi</sup>にならい年間可能発電電力量(kWh/year)を計算する。年間可能発電電力量とは年間を通じて事故による停止がなく、点検や維持補修による停止もない場合に発電可能な電力量である。この年間可能発電電力量は発電の経済性評価の基礎数値として一般に用いられている。同様に経済性評価の基礎数値となる工事費に比べて、開発時期の変動による物価変動の影響を受けないので、工事費の精度よりも高い精度での計算が求められる。給水量が変動する場合は耐用年数間の総発電量、もしくは総発電量を耐用年数で除した平均年間可能発電量を用いて評価を行った。

水道システムにおけるマイクロ水力発電の方法は、減圧弁で減圧していた圧力エネルギーの利用という観点から以下の2通りの方法が考えられる。

##### 3.2.1.1. 方法1 余剰落差利用型発電

取水点(浄水場)での各配水場に送水するために必要な送水圧水頭  $h_{need}$  が、取水点の実際の標高よりも小さい場合、落差による過剰な圧力エネルギーの増分は減圧弁により捨てられている。この減圧弁により捨てられている位置エネルギーを発電に用いることができる。配水に必要な送水圧  $h_{need}$  が標高よりも高い場合はポンプにより揚圧する必要がある。

この発電の場合、発電量は取水点の標高及び取水量に依存する。取水点の高度が高いほど包蔵水力が大きくなることが予想される。

$$HDP = (Alt - H_{need}) \times Flow \times 9.8 \times Eff \quad (11)$$

HDP : 包蔵水力(kW)

Alt : 取水点標高(m)

$h_{need}$  : 送水に必要な圧力水頭(m)

Flow : 流量( $m^3/s$ )

Eff : 発電効率

$$\text{Pump} = (h_{\text{need}} - \text{Alt}) \times \text{Flow} \times 9.8 \times \text{Eff}_{\text{pump}} \quad (12)$$

Pump : ポンプ消費電力(kW)

Eff<sub>pump</sub> : ポンプ効率

### 3.2.1.2. 方法2 圧力回収型発電

取水点から近い配水場では、受水圧がその点で消費場合に必要な圧力に比べて高すぎる場合が存在し、減圧弁で減圧されている。この減圧分のエネルギーをマイクロ水力発電機により回収するという方法も考えられる。この発電方法は東京大学柏キャンパス環境棟トイレの洗面台にも利用されている。ポンプを利用している場合、一端電力を用いて揚圧したエネルギーのうちの余剰分を回収することから、圧力回収型発電と本研究では定義する。

$$\text{HDP}(i) = \{h(i) - \text{CH}\} \times Q(i) \times g \times \text{Eff}(i) \quad (13)$$

HDP(i) : Point i での包蔵水力(kW)

h(i) : Point i での受水圧水頭(m)

Q(i) : Point i での水消費量・配水量(m<sup>3</sup>/s)

CH : 消費の際に必要な圧力水頭(m)

Eff(i) : Point i に設置された発電機の効率

### 3.2.2. 発電効率(Generating Efficiency)

年間可能発電電力量を計算するに当たってマイクロ水力発電機ごとの効率を計算する必要がある。発電機の効率計算法に関しても「ハイドロバレー計画ガイドブック」のデータを参考とした。発電効率は水車効率と発電効率の積で計算される。実際の設置例を参考に、発電にはプロペラ水車を用いることを想定して効率を計算する。

#### 3.2.2.1. 水車最高効率

水車の回転速度を無限に変えられるとすると、原理的には1種類で対応することは可能なのであるが、水車は回転を上げすぎるとキャビテーションが発生する。また、回転を下げると過剰に大きな水車になってしまう。ここで水車の特性を考える上で比速度という概念をおさえる必要性が生じる。

比速度とは、「1mの落差で運転したときに1kWの出力を発生させるために必要な回転速度/分」で表す。水車は、同じ種類のものでも、落差と水量によってランナ（水車の羽根）に大きさや形状が大きく異なる。一般的に、ランナの形状が幾何学的に相似であれば、その大小によって関係なく、同一特性を持つこととみなすことができる。この比速度をそれ

それぞれのランナで比較することにより、実際の回転速度、落差、水量を用いなくて、その特性を知ることができるというものである。

プロペラ水車の比速度は最大出力及び有効落差から次の式(14)で計算される。

$$ns = n \times \frac{P^{\frac{1}{2}}}{He^{\frac{5}{4}}} \quad (14)$$

ns : 比速度(m·kW) (ランナー個当たり)

n : 定格回転速度(min<sup>-1</sup>)

He : 有効落差(m)

P : 有効落差 He における最大出力(kW)

He と P が一定であれば ns は n に比例するので比速度を大きく選定すれば回転速度が大きくなる。回転数を大きくできれば発電機全体の形状、重量が小さくなり低コストで建設できる。しかしこの比速度には水車の型によって限界値が存在し、本研究で利用することを考えているプロペラ水車では、以下の式(15)により比速度の限界値が算出される。

$$ns_{limit} \leq \frac{21000}{He + 17} + 35 \quad (15)$$

比速度が大きいほど水車の規模は小さくすむことから、一般的により限界比速度(m·kW)に近い値で運転する。プロペラ水車ではガイドベーン及びランナの角度を変えることにより比速度を調整できるため、本研究では各時刻においてそれぞれの水車が調整を行い限界比速度で運転すると想定して計算を行う。

比速度からそれぞれの水車の最高効率を算出する。下図 8 より出力が大きいほど、比速度が小さいほど効率が高いことがわかる。図 8 から回帰分析により得た式(16)を用いて水車最高効率を算出する。

$$\eta_{max(HT)} = \frac{1.2207 \times \ln(P) + 79.687 - 0.0045(ns - 500)}{100} \quad (16)$$

P : 出力 (kW)

Ns : 比速度(m·kW)



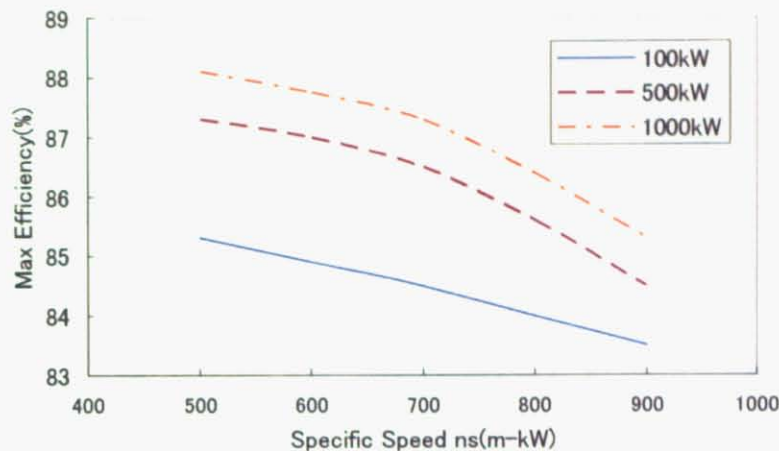


図 8 水車最高効率<sup>xxi</sup>

### 3.2.2.2. 水車相対効率

水車効率は水車最高効率に使用流量比（使用流量／最大流量）の関数として求められる水車相対効率を乗じたものである。本研究では流量変化に対応して水車の翼を動かすことにより異なる比速度に対応すると仮定し、相対効率については 1.0 で計算を行った。流量の変化により最高効率が上下する。秒単位の微細時間での計算の場合はこの効率についても考慮する必要がある。

### 3.2.2.3. 発電機効率

発電機効率は出力と負荷率に依存するが、発電量が大きくなく最大出力で負荷率 100% の状態で常に発電すると仮定して、発電機効率は 1.0 として計算を行った。実際に設置する場合の評価を行う場合は需要についても分析を行い効率を計算する必要がある。

### 3.2.3. 月変動係数 (Month Number)

年間可能発電量を計算する際に各月の消費量の変化による発電量の変動を調べる為、各月における水消費量の変化を示すパラメータである「月変動係数」を導入した。千葉県北部地域は柏におけるデータについて 4 月の総配水量を 1 とし各月の変動係数  $N_{\text{month}}$  を計算し、長野市の場合は長野市のデータを利用して月変動係数の計算を行った。

$$Q(\text{year}, \text{month}) = Q(4, \text{month}) \times N_{\text{month}}(\text{month}) \quad (17)$$

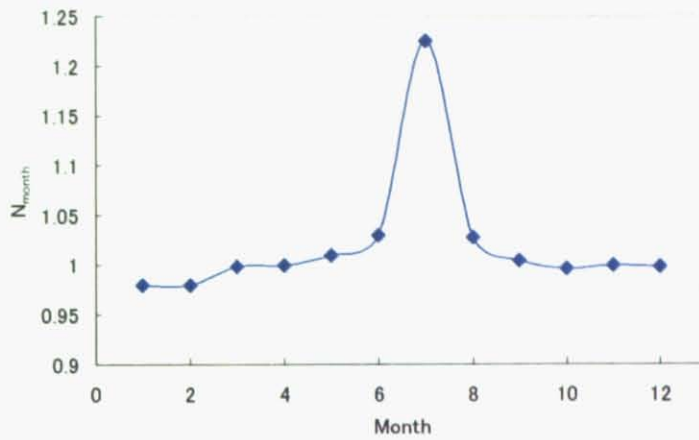


図 9 月変動係数（千葉県北部）

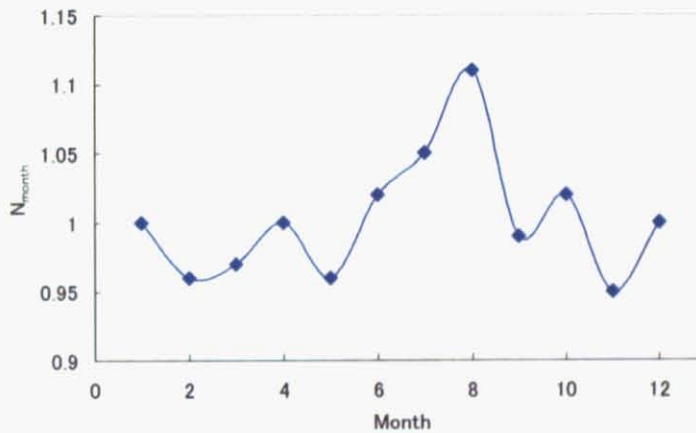


図 10 月変動係数(長野)

後に述べる一般モデルでは 4 月を 1 となるように以下の正弦関数を用いた式で月変動係数を計算する。ただし  $M_w$  は変動幅を表す値であり「月変動幅」と定義する。

$$N_{month}(month) = 1 + M_w \sin\left\{\frac{2\pi}{12}(month - 4)\right\} \quad (18)$$

$M_w$  : 月変動幅

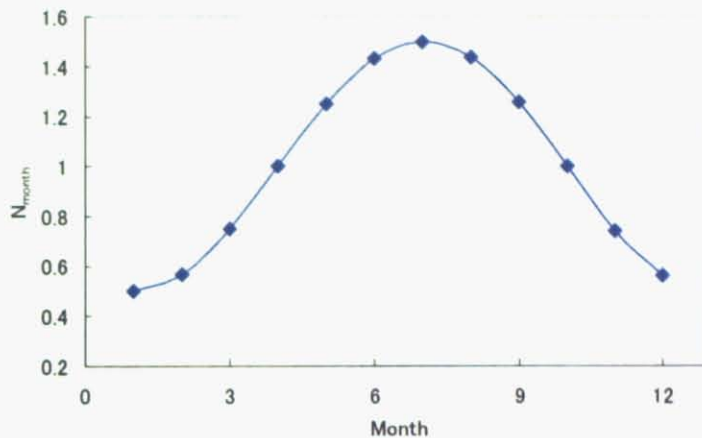


図 11 月変動幅 0.5 の場合の月変動係数

### 3.3. 費用 (Cost)

#### 3.3.1. 概算工事費(Initial Cost)

本研究の想定しているシステムのコストとしては、初期投資として水道建設コスト、マイクロ水力発電機建設コストがかかる。水道建設コストについて近年のデータが得られなかった為、本研究では収支計算の際に、マイクロ水力発電建設のコスト及び利益のみを考慮して計算することとした。両システム同時建設によるコスト削減も予測されるが本研究では考慮しない。

マイクロ水力発電設備導入のための初期投資である概算工事費については以下のように計算を行う。ここでも「ハイドロバレー計画ガイドブック」を参考として概算工事費を土地補償費、発電所建物工事費、土木関係工事費、貯水池、機械装置基礎工事費、仮設備費、総係費、建設中利子、分担関連費、送配電設備費に分類する。水道管等土木工事の費用は水道システム建設用コストと考えられるため、マイクロ水力発電システムについての概算工事費には含めず、土地補償費、発電所建物工事費、機械装置基礎工事費、仮設備費、総係費、建設中利子、分担関連費についてのみ計算を行った。これらの和を今回の計算では初期投資にかかる費用、つまり概算工事費とする。各費用の計算式は企業へのアンケートや実際の事例からの回帰分析により得られた式であり、最大出力、流量、有効落差というパラメータから各費用の推定を行う。

##### 3.3.1.1. 土地補償費

土地補償費は発電所建設に係る土地代及び鉄道、道路などの公共設備への補償等に要する費用である。便宜的に後述する建物・土木・電気関係工事費、仮設備費の合計額の 5% を計上する。

### 3.3.1.2. 発電所建物工事費

立地によって建設形式は地上式、半地下式、地下式に区分され、それぞれの形式について最大出力をパラメータとして計算される。本研究では配水場及び浄水場での設置を考えているため、地上に建設する場合を想定し以下の式(19)を用いて計算を行う。

$$CCB = 1.11 \times HDP_{MAX}^{0.552} \quad (19)$$

CCB : 発電所建物工事費(million yen)

HDP<sub>MAX</sub> : 最大出力(kW)

### 3.3.1.3. 機械装置基礎工事費

機械装置を配置する基礎をつくるためのコスト。機械装置基礎工事は通水量、有効落差、主機台数をパラメータとして算定する。

$$FCM = 0.719 \times (Flow \times He^{\frac{2}{3}} \times n^{\frac{1}{2}})^{0.917} \quad (20)$$

FCM : 機械装置基礎工事費(million yen)

Flow : 定格流量 (m<sup>3</sup>/s)

He : 有効落差(m)

n : 装置数 (本研究では1とする)

### 3.3.1.4. 電気関係工事費

水車、発電機等のコスト。電気関係工事費は最大出力と有効落差の関数として一括して以下の式のより算出する。水車はプロペラ水車を想定する。

$$CCPU = 6.67 \times \left( \frac{HDP_{MAX}}{\sqrt{He}} \right)^{0.774} \quad HDP_{MAX} \leq 1000 \quad (21)$$

$$CCPU = 21.6 \times \left( \frac{HDP_{MAX}}{\sqrt{He}} \right)^{0.556} \quad HDP_{MAX} \geq 1000 \quad (22)$$

CCPU : 電気関係工事費(million yen)

### 3.3.1.5. 仮設備費

工事用道路、仮建物、工事用電力、備品などに要する費用を計上する。水道と同時に建設することにより、このコストを削減できる可能性は存在する。工事の規模に比例すると考えるためここでは建物・土木・電気関係工事費の5%を計上する。

#### 3.3.1.6. 総係費

人件費、調整委託費、設備償却費、事務関係経費が計上される。冬季に工事を中止する必要がなければ建設・土木・電気関係工事費の合計額の 7%を計上する。

#### 3.3.1.7. 建設中利子

建設資金にかかる金利の計算は、詳細な工程から月ごとの出来高を計算し、そのキャッシュフローをベースに行うのが通例であるが、概算の場合には詳細な工程が立案されていないため建設中利子は、下式により便宜的に算定する。工 期=1.5 年、キャッシュフロー係数=0.4、利子率=0.02 として計算を行った。建設中利子=建設中利子算定対象額×工期×キャッシュフロー係数×利子率であり、ここに、建設中利子算定対象額=(土地補償費)+(建物関係)+(土木関係)+(電気関係)+(仮設備費)+(総係費)を入れて計算を行う。

#### 3.3.1.8. 分担関連費

分担関連費は当該工事をバックアップするため、現場以外の組織全体に係る関連事務経費であり、ここでは便宜的に工事の規模に比例すると考え土地補償費、建設・土木・電気関係工事費、仮設備費、総係費の合計金額の 1%を計上する。

#### 3.3.1.9. 土木関係工事費、貯水池

取水口、放水口、水圧管、バルブなどの建設にかかる費用を計上する。これらは水道の建設費用に含まれると考えて概算工事費には含めない。

### 3.3.2. 年経費 (Annual Cost)

年経費とは概算工事費を耐用年数の期間毎年同じ額返済すると考えた時の費用である。耐用年の均等化経費として算出する。算出方法はハイドロバレー計画ガイドブックに準じて以下の方法で計算を行って算出された経費率を用いる。

#### 3.3.2.1. 現価係数

水力発電所は耐久年数が長く、費用や便益が長期にわたって発生する為に、発生年の異なる費用を足し合わせる必要がある。一般的に将来における費用は現在における費用と比べ低く評価されることから、将来における費用の現在価値を算定する為の割引率  $r$  用いた現価係数を算出する。現価係数  $f$  は以下のように表される。

$$f = 1/(1+r)^{year} \quad (23)$$

### 3.3.2.2. 均等化経費

費用の算定期間が異なるプロジェクトの経済性を評価する場合、算定期間において同一金額の費用が発生すると仮定して、資本回収係数 CRF を求める。そしてその現在価値の合計がそのプロジェクトにおいて発生する費用の現在価値の合計 C と等しくなるような均等化経費 Ca を次式で計算し、これを年経費とする。

$$CRF = r(1+r)^{year} / \{(1+r)^{year} - 1\} \quad (24)$$

### 3.3.2.3. 経费率

均等化経費を概算工事費で除した数値を経费率と呼ぶ。年経費の算出方法を統一・簡素化をするため以下の経费率表を用いる。以下の経费率は均等化経費の計算によって得られた値である。発電事業資本費を見込み国などによる補助率 30%、耐用年数を 22 年とした時の経费率 5.742%を用いて年経費として計算する。

表 3 経费率表 <sup>xxi</sup>

資本費	補助率(%)	耐用年数(年)	経费率(%)
見込まない	—	22	1.091
		40	1.244
見込む	30	22	5.742
		40	4.661
	50	22	4.688
		40	3.962
	70	22	3.627
		40	3.262

## 3.4. 評価 (Evaluation)

発電関連プロジェクトの指標として建設単価(yen/kW)、発電原価(yen/kWh)を、一般的なプロジェクトの経済性に関する指標として回収期間、現在価値の計算を行った。また環境に関する指標として二酸化炭素総排出削減量、二酸化炭素排出削減単価について計算を行った。それぞれの指標の計算方法を以下に示す。

### 3.4.1. 建設単価 ( Unit Construction Cost )

建設単価(yen/kW)は発電所建設に際してどの位の費用がかかるかに関する指標であり、発電所の規模に対するコストの割合を示す。他の発電方式との導入比較に用いられる。概

算工事費を平均出力で除することにより求め、下表 4 を参考にして比較を行う。kW 当たりの建設単価は一般的に水力が非常に高く 60 万円程度、原子力が 31 万円程度、石炭火力が 30 万円程度、LNG 火力が 20 万円程度、石油火力が 19 万円程度となっている。

$$UCC = \frac{ICC}{HDP_{Average}} \tag{25}$$

UCC       : 建設単価(yen/kW)  
 ICC       : 概算工事費(yen)  
 HDP<sub>Average</sub>   : 平均出力(kW)

表 4 電源別の建設単価及び発電原価（平成元年度運転開始ベース）

	建設単価 (kW あたり)	発電原価 (kWh あたり)
一般水力	64 万円程度	13 円程度
石油火力	19 万円程度	11 円程度
石炭火力	23 万円程度	10 円程度
LNG 火力	20 万円程度	10 円程度
原子力	31 万円程度	9 円程度

### 3.4.2. 発電単価 (Cost of Power Generation)

発電原価(yen/kWh)は、建設及び維持管理によって発生する発電施設の年経費を、年間可能発電量(kWh)で除した値で得られる。比較に用いる他の発電のデータについては、平成 11 年 12 月 16 日に開かれた総合エネルギー調査会原子力部会の会合において通商産業省(現経済産業省) から発表された、原子力 5.9 円、LNG火力 6.4 円、石炭火力 6.5 円、石油火力 10.2 円、水力 13.6 円、風力(大規模) 10～14 円(好風況地の場合)、(中小規模) 18～24 円(好風況地の場合)となっている。

$$CPG = \frac{AC}{THE} \tag{26}$$

CPG : 発電原価  
 AC   : 年経費(yen)  
 THE : 年間可能発電量(kWh/year)

### 3.4.3. 回収期間法 (Pay Back)

回収期間法とは投資プロジェクト評価手法の一つであり、投資額の回収期間(Pay Back)を計算しこの期間が短いものほど有利な投資とみなす方法である。回収期間(payable period 以下 PP)は初期投資額と年々の現金流入額の累計額が等しくなるまでの時間を表す。この評価方法は収益性よりも安全性、流動性を重視しており、回収期間が短いほど流動性が高く、安全性の高い優れた投資プロジェクトであると判断する。

### 3.4.4. 現在価値法 (Net Present Value ,NPV)

売電によって得られる利益から費用を除き、そこに現価係数を乗じることによって現在価値に直す。その値を足し合わせるによりプロジェクトの現在価値(Net Present Value ,NPV)を算出する。NPV がプラスになれば、最低限の投資対効果があるとみなせる。時間的価値を考慮している為に回収期間法よりも正確な判断基準となりうる。

$$NPV = -ICC + \sum_{year=1}^{22} (BP - AC) / (1+r)^{year-1} \quad (27)$$

NPV : 現在価値 (yen)

ICC : 概算工事費(yen)

BP : 営業利益(yen/year) 、ここでは売電による利益のみ

AC : 年経費(yen/year)

r : 割引率(金利)

### 3.4.5. 総排出削減量 (Total Amount of Emission-reduction)

マイクロ水力発電設備の耐用年数を 22 年間として排出原単位(g-CO<sub>2</sub>/kWh)をマイクロ水力の年間可能発電量に乗じることにより計算を行う。1 プロジェクトによる発電量は国内全体の発電量に比べ小さい為、当プロジェクト発電量が原単位に影響を及ぼさないと仮定する。火力に代替すると考えて、704g-CO<sub>2</sub>/kWh<sup>xxiii</sup>削減されると仮定して計算を行った。

### 3.4.6. CER 価格 (Unit Cost of Emission Reduction)

(28)の式のように総排出削減量 (22 年間分の排出削減量) を概算工事費で割ることにより計算する。単位 yen/kg-CO<sub>2</sub> で算出するが、一般的には\$1=116 円の為替レートでドル換算し、単位\$/t-CO<sub>2</sub> で評価を行う。但しプロジェクト評価や認定手続きに関わるコストは含まない為、単純に削減のみにかかる費用である。「State and Trend of the Carbon Market 2005」<sup>xxiv</sup>によると 2004 年 1 月～2005 年 4 月までの CER(Certified Emission Reduction) の取引価格は\$3～\$7.15/t-CO<sub>2</sub>であった。但しこれは公表された CER 価格のみの平均値で



ある。

$$UCCER(yen/kg) = \frac{\sum_{year=1}^{22} ACER(year)}{TMHPCC(yen)} \quad (28)$$

UCCER : 削減単価(yen/kg・CO<sub>2</sub>)

ACER : 年間排出削減量(kg)

### 3.5. ケースモデル (Case Model)

#### 3.5.1. 千葉県北部域モデル(C-Model)

##### 3.5.1.1. 概要

北千葉広域水道企業団によって給水されている配水場のうち、岩井、久寺家、第3、第4、第5、第6（以上柏市）、西平井、おおたかの森（以上流山市）、幸田、常盤平、小金（以上松戸市）、妻子原（我孫子市）、沼南の13配水所を結ぶ水道管網について管網モデルを作成した。水道管網はが環状構造をしており、柏線と我孫子線の2ルートに分かれているのが特徴である。実際の管網図から以下の図12のような水道管網モデルを作成し、浄水場、配水場及び水道管の分岐点をPointとしてそれぞれ数字を1から30まで割り当てた。06年2月まではおおたかの森配水場が存在しなかったためおおたかの森配水場を除く28点のモデルで計算を行った（但しNo.14の地点については15と同地点とモデル作成後に判明したため、No.14を除いた点で計算を行った）。各点を結ぶ水道管についてのパラメータを以下に示す。

表 5 パイプラインの長さ及び直径

区間		Length(m)	Diameter(m)
1	2	1000	1
2	3	586	0.4
2	4	3113	1
4	5	497	0.6
4	6	3149	1
6	7	20	0.45
6	8	3460	0.8
8	9	144	0.45
8	10	3552	0.8
10	11	458	0.8
10	12	4217	0.9
12	13	100	0.9
12	16	4938	0.9
13	15	219	0.6
15	18	4289	0.45
16	17	456	2
16	18	495	2
18	19	4181	2
19	20	739	0.5
19	21	979	2
21	22	1386	0.45
21	23	2974	2
23	24	2044	0.3
23	25	74	2
25	26	4238	0.8
25	27	1863	2
27	28	1199	0.45
28	29	2042	2
29	30	485	0.5
30	1	2541	2

表 6 各地点の標高

No.	Name	Altitude
1	北千葉浄水場	1.7
3	おおたかの森	16
5	第六	18.44
7	第五	17.87
9	久寺家	12.41
11	妻子原	19.71
15	岩井	23
17	沼南	27.1
20	第四	27.32
22	常盤平	26.62
24	小金	16.24
26	第三	19.95
28	幸田	5.98
30	西平井	4.96

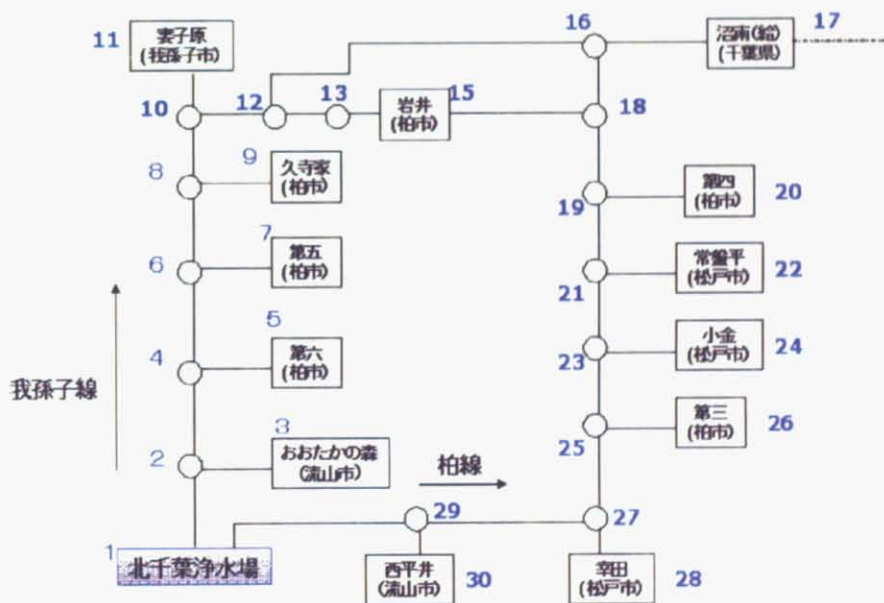


図 12 千葉県北部地域管網モデル(K-Model)

### 3.5.1.2. 仮定

- ・ 計算時間の最小単位は 1 時間とし、その間の流量・圧力は変化しない
- ・ Hazen-Williams 公式の流速係数は一般的に用いられる 110 とする
- ・ 柏線・我孫子線への送水圧は同じとする
- ・ 各配水場到達時に必要な圧力水頭は、各配水場での実際の受水圧のうち最も小さい値を用いる。ここでは第 4 配水場での平均値 10m を用いた
- ・ 各時刻間の流量変化による微小変動については考慮していない
- ・ 発電機効率 100% とし、水車効率のみ変化すると仮定する（負荷率 100%、つまり発電相対効率 100%）

## 3.5.2. 長野モデル(N-Model)

### 3.5.2.1. 概要

長野市は善光寺の門前町、また冬季オリンピック開催都市として有名な日本の都市であり、中部山地の盆地に存在する。千葉県北部のように平野部の都市の場合、河川から主に水を取水するのであるが、取水口が配水場や浄水場より低い位置にあるため、送水に際して標高の大きな差により必要な以上圧力が加わることはない。圧力回収型ではなく未利用落差利用型のマイクロ水力発電適用を評価する為には、取水地点が高い盆地の都市についても検討が必要である。よって標高が高い位置に存在する貯水池から取水する、長野市の水道についてもモデルを作成し検討を行った。

長野市水道は犀川、野尻湖、湯の瀬ダム湖を主な水源としている。各水源から浄水場に取水しそこから配水場を通して、もしくは浄水場から直接各家庭に配水を行っている。千葉県北部地域のように一箇所の水源・浄水場から送水しているわけではない為、各水道管の送水量は千葉県北部地域と比較して小さい。流量が小さい場合発電量も微小となり採算が取れないと考えられ、また全ての送水管網について計算することは多大な労力を要することから、水源と浄水場を結ぶ比較的流量が多い取水管にマイクロ水力発電をつけることを想定する。特にその中でもポンプを用いず自然流下で取水を行っている、比較的流量が多い 2 つの管路について導入の可能性を検討した。

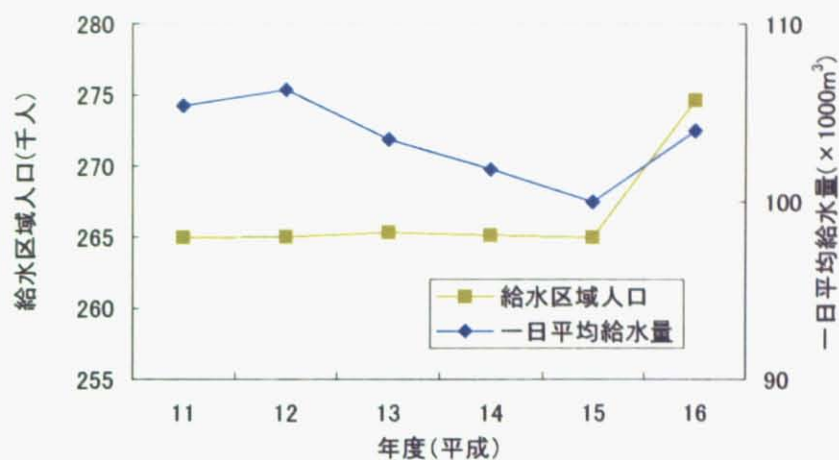


図 13 長野市の給水量と給水人口推移

戸隠水源・飯綱浄水場・往生池浄水場を結ぶ水道管、湯の瀬取水施設・夏目が原浄水場・上野配水池を結ぶ水道管の2ルートでの発電機設置について検討する。全部で3点×2組の6点モデルである。水道管の長さ・直径、各地点の標高・配水量については長野市水道局から頂いたデータを参考に計算を行った。但し夏目が原・上野配水池間についてはデータが存在しなかった為推定値を入力した。各施設及び水道管のパラメータについて以下の表に示す。

表 7 水道管管径と長さ（長野市）

ID	Diameter	Length
	m	M
1-2	0.3	8100
2-3	0.3	7900
4-5	1.0	4500
5-6	0.5	5000

表 8 各浄水場のパラメータ（長野市）

ID	Name	Ave. Flow	Altitude
		m <sup>3</sup> /s	M
2	Iitsuna	0.015	1055
3	Oujyouti	0.052	472
5	Natsumegahara	0.127	436
6	Ueno	0.185	390

### 3.5.2.2. 仮定

- ・ Time Step の最小単位は 1 時間とし、その間の流量・圧力は変化しない
- ・ Hazen-Williams 公式の流速係数は一般的に用いられる 110 とする
- ・ 各時刻間の流量変化による微小変動は考慮していない
- ・ 夏目が原、上野間水道管の直径、長さは推定値
- ・ 各時刻の配水量は、一日平均配水量を 24 で割った数字とする。（同一日の時間変動なしと仮定する）
- ・ 発電機効率 100% とする（負荷率 100%、つまり発電相対効率 100%）

### 3.5.3. 一般モデル (G-Model)

#### 3.5.3.1. 概要

千葉県北部地域、長野では詳細な実際のデータからモデルを作成し、年間可能発電量等の指標からプロジェクトの実現可能性について分析を行う。しかしながら導入の可能性を検討する場合は、対象地域の配水場の位置や標高、水道管の長さ、直径など不明なデータが多い。一般モデルでは給水人口・給水域面積・1人1日当たりの消費水量・取水点と消費地域の平均標高差、消費量の月変動幅、配水量分布の偏りという6つのパラメータから配水量及び管網のパラメータを推定する。給水人口・給水域面積及び月変動幅については比較的手に入りやすいと考えられ、標高差、一人当たりの消費量、配水分布については類推値を用いる。管網を以下図 14 のように円と仮定し推定を行う。余剰落差利用型については取水点の隣の点のみで行うと想定し、圧力回収型発電については 10kWh/day 以上発電できる配水場に設置すると仮定して発電量の計算を行う。

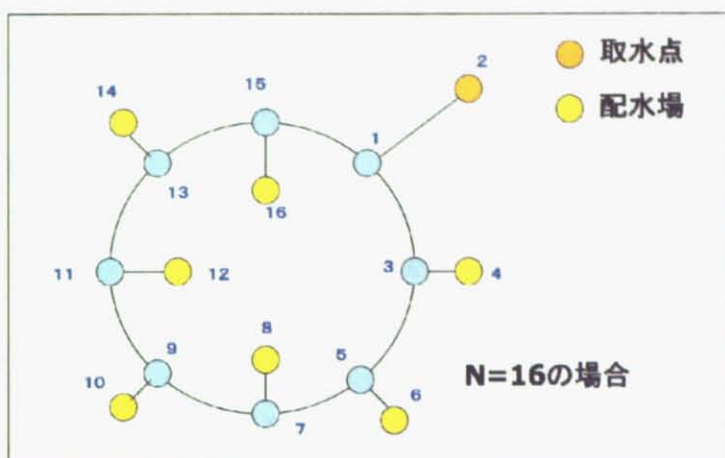


図 14 一般モデル管網図

### 3.5.3.2. 送水管長

Hazen-Williams 公式で計算するときに用いられる管長  $L$  は、千葉県北部地域及び長野のケースでは水道局から公表されたデータを入力したが、一般モデルの場合は環状網の送水管については、給水面積から以下の式(29)により推定する。また環状網から配水場までの管長については一律 300m とし、取水点と環状網を結ぶ水道管についても 300m とする。給水域面積から各配水場、取水点を半径とする円の面積を除き、その円の円周の長さを求めて計算する。

$$AveL = \frac{2\sqrt{Area - 3.14 \times 300^2 \times \frac{N}{2}}}{\frac{N}{2}} \quad (29)$$

$AveL$  : 送水管平均管長(m)

$Area$  : 送水域面積(m<sup>2</sup>)

### 3.5.3.3. 送水管径

ヘーゼン・ウィリアムス公式において計算に用いられる管径  $D$  は、千葉県北部、長野のケースでは水道局から公表されたデータを入力する。一般モデルの場合は環状網の送水管については 1m。環状網から配水場への送水管は 0.5m とする。これらの値は千葉県北部地域のデータを参考にした値である。

### 3.5.3.4. 配水量

各配水場での受水圧水頭を 3.1.2 で求める場合各配水場への配水量  $Q(i)$  の値が必要となる。



千葉県北部、長野のケースでは水道局から公表されたデータを入力することが可能であるが、一般モデルの場合以下の式(30)を用いて計算を行った。給水人口が増える一方で、総給水量が減少している千葉県のような例<sup>xv</sup>もあり、給水人口の増加率と共に 1 人当たりの給水量の増加量も考慮する必要がある。

また月ごとの配水量変動を考慮する為に月変動係数という値を利用する。3.2.3 で述べたように一般モデルでは入力した月変動幅から月変動係数を計算する

$$AveQ(month, year) = \frac{Population(year) \times (1 + PGR)^{year-1} \times \frac{CPC \times (1 + CGR)^{year-1}}{24 \times 60 \times 60}}{\frac{N}{2} - 1} \times N_{month}(month)$$

(30)

$CPC$  : 一人一日当たりの水消費量( $m^3/day$ )

$N_{month}(month)$  : 月変動係数

$PGR$  : 給水人口増加率(%)

$CGR$  : 一人当たりの給水量増加率(%)

各配水場への配水量について各年各月の平均配水量  $AveQ(month, year)(m^3/s)$  を基にして正規乱数を用いて平均  $AveQ(month, year)$ 、分散  $SD$  の正規分布に従わせた。分散は最大消費量を基に算出することが考えられる。例えば配水量の分布は以下図 15 のように得られる。

$$Q_i(month, year) = AveQ(month, year) + RN * SD \quad (31)$$

$Q_i(month, year)$        $i$  配水場への配水量

$RN$       正規乱数[0,1]

$SD$       標準偏差

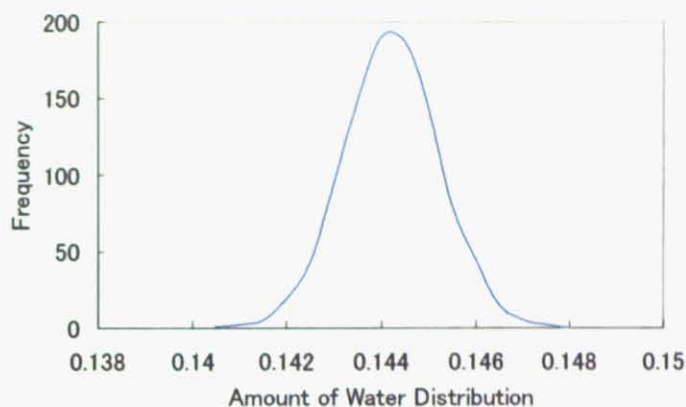


図 15 配水量の分布

#### 3.5.3.5. 各配水場の標高 (Altitude)

各配水場の標高は平均を 0m とし、正規乱数を用いてランダムに -10m から +10m の間の数を取ることとする。一般モデルでは「標高差」を入力するが、この数字はすなわち取水点の標高を表す。実際にある土地でシステム導入計画を策定する際には、詳細な標高を入力することが望ましい。

#### 3.5.3.6. 分布係数 (Spread Factor)

実際の水道システムでは各配水場への配水量は一定ではない。配水量の分布がシステムの総発電量に影響があると推定される。よって本研究では分布傾向  $S_p$  というパラメータを導入する。取水口からの距離を横軸とした時の配水量分布の傾きを分布係数と定義する。配水量が取水口に近い程大きい場合を正、小さい場合を負と定義する。

$S_p=5$  の場合、最も遠い配水場では平均配水量の 5% 増、最も近い配水場では平均配水量の 5% 減配水され、総配水量は分布傾向とは無関係である。但し計算の関係上、下図 16 のように配水場が奇数の場合最も遠い配水場を除いた配水場の配水量にのみ分布傾向に影響させる。

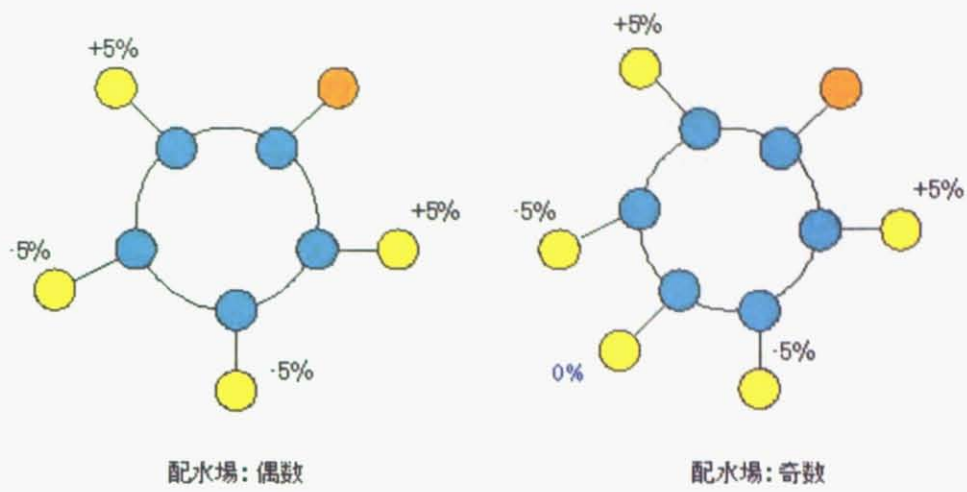


図 16 分布傾向  $S_p=5$  の場合

#### 4. 誤差計算 (Error Analysis)

本研究では水道管網をモデル化して計算を行うが、計算に際して流速係数を 110 で統一する、各管は直線と仮定して管の形状（角など）による減圧を無視するという仮定の上での計算である。千葉及び長野の水道におけるマイクロ水力発電の実現可能性について議論する前に、3 章のモデルを用いた管網計算から得られた計算結果の有意性を確かめる必要がある。本研究では管網計算の際に各配水場への配水量実測値を入力し、各点での圧力水頭を計算する接点水頭法を用いる為、3.2.1 の発電計算に用いられる流量は千葉や長野モデルの場合実測値のデータと同じである。よって年間可能発電量の誤差を検討する為に、各配水場での圧力水頭の計算結果の値を実測値と比較した。

##### 4.1. 方法 (Method)

詳細なデータ（ある時刻各点の流量・各配水場で受水時の圧力水頭・送水圧水頭・標高・各管の長さ、半径）が手に入った千葉県北部地域のモデルを用いて誤差を計算した。2005 年 8 月から 2006 年 4 月まで、毎月 15 日の各配水場への配水量データを千葉県北部地域の管網モデルに入力し、1 日の発電量が 5kWh 以上の配水場、第 3、第 5、第 6、西平井、幸田、妻子原、久地家の計 7 配水場における受水圧水頭を計算した。計算結果について実際測定された圧力水頭の値の比較を行った。誤差  $\delta$  (%) は以下の式(32)で計算した。

$$\delta = \frac{|WH_{obs} - WH_{cal}|}{WH_{cal}} \times 100 \quad (32)$$

$\delta$  : 誤差(%)

$WH_{obs}$  : 観測された圧力水頭(m)

$WH_{cal}$  : 計算による圧力水頭(m)

##### 4.2. 結果 (Result)

各配水場の圧力水頭の実測値と計算値は以下図 17 から図 23 のようになった。7 箇所の配水場の誤差の平均は 9.64%であった。発電量の誤差も同程度見込まれるが、誤差の正負に注目して各時刻の誤差を調べると図 24 のようになり、計算値のほうを実測値より小さいほうに分布が偏っている。よって年間可能発電量は実際より小さいことが見込まれるため、年間可能発電量について実際より小さく計算される可能性はあるが、過大評価にはならないといえる。

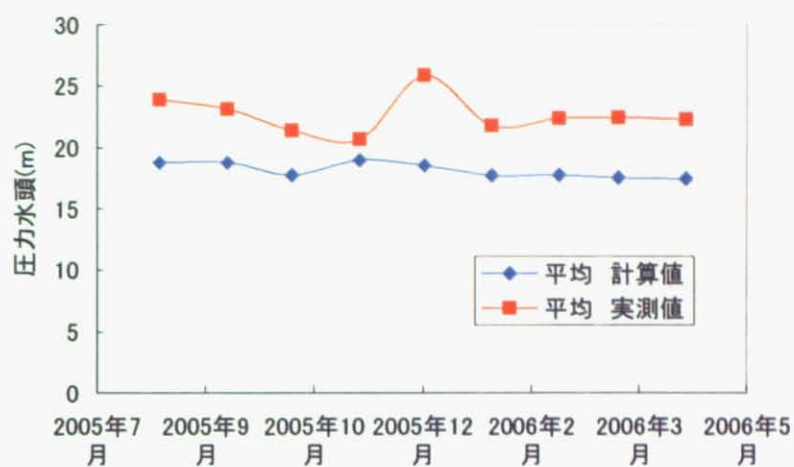


図 17 受水圧水頭の計算値と実測値（第3配水場）

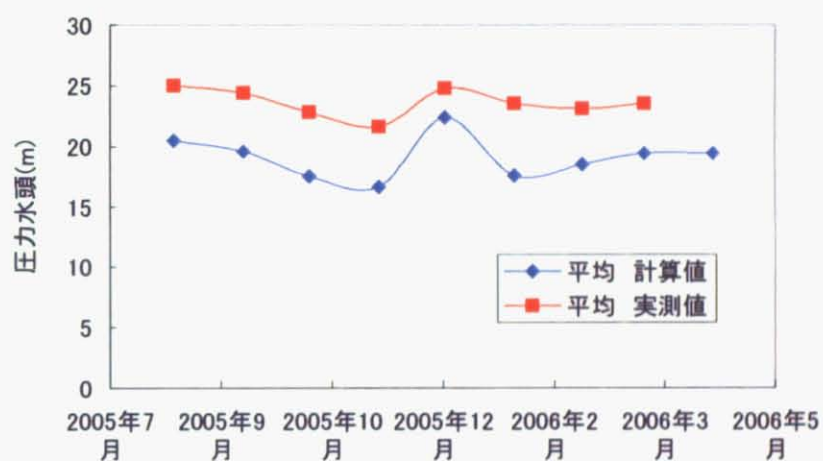


図 18 受水圧水頭の計算値と実測値（第5配水場）

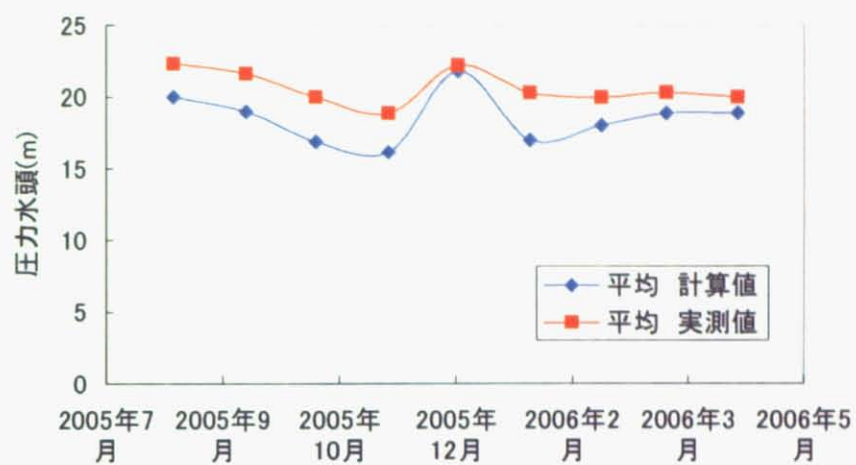


図 19 受水圧水頭の計算値と実測値（第6配水場）

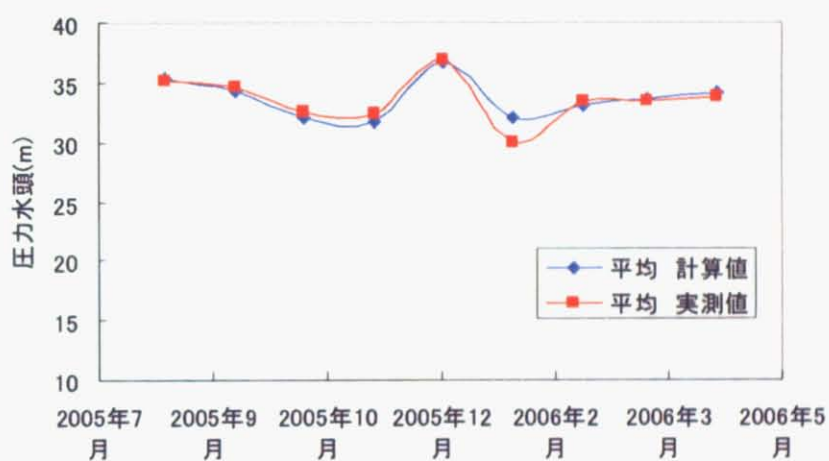


図 20 受水圧水頭の計算値と実測値（西平井配水場）

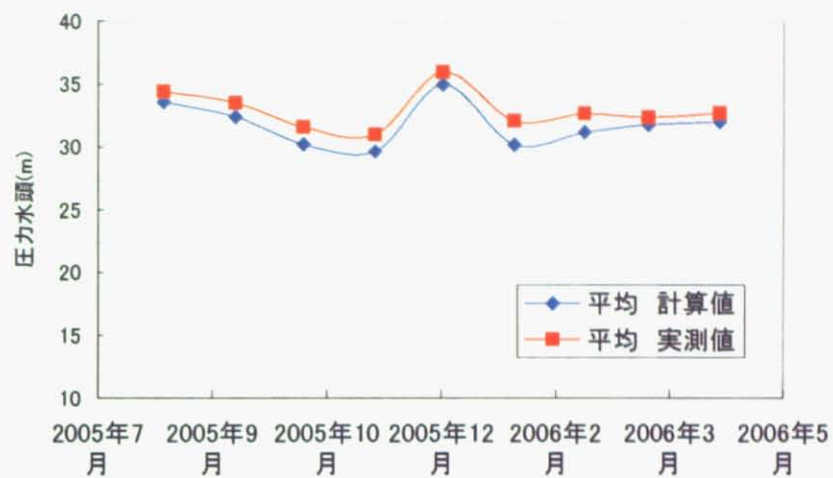


図 21 受水圧水頭の計算値と実測値（幸田配水場）

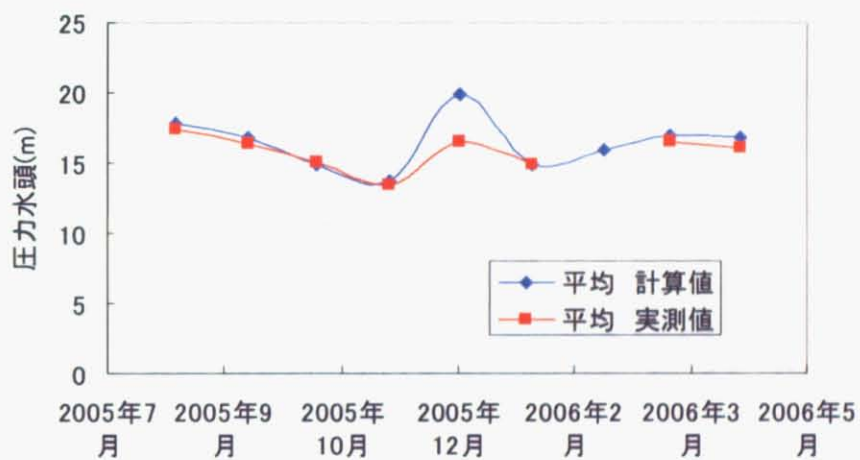


図 22 受水圧水頭の計算値と実測値（妻子原配水場）



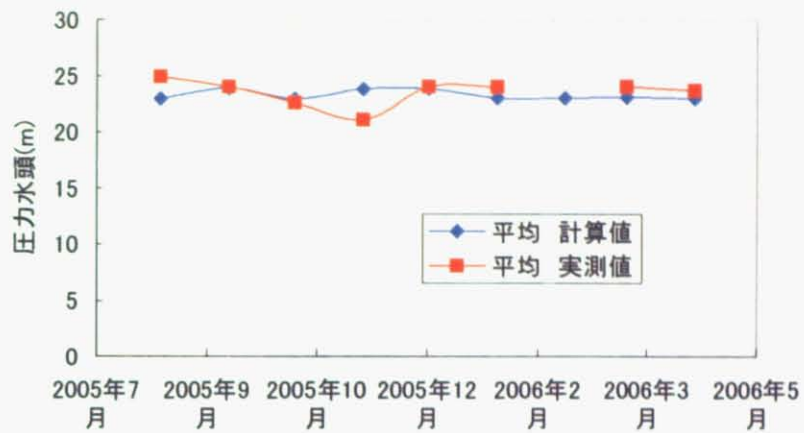


図 23 受水圧水頭の計算値と実測値（岩井配水場）

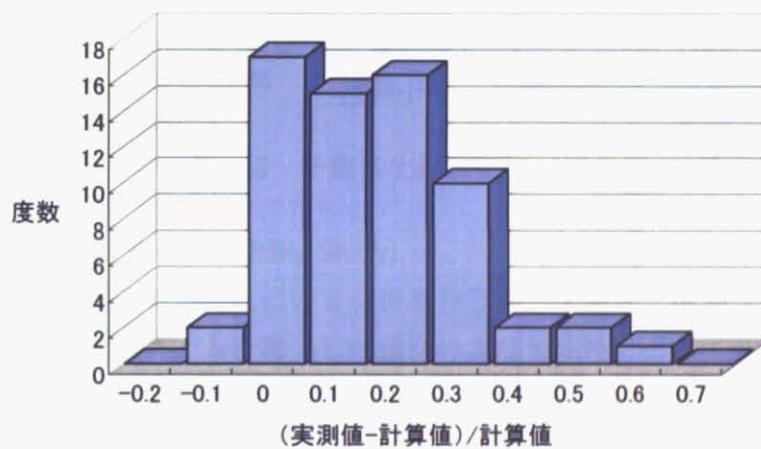


図 24 誤差分布（正負を考慮）

## 5. 千葉県北地域モデルによるケーススタディ (C-Case)

北千葉広域水道企業団によって給水されている岩井、久寺家、第3、第4、第5、第6（以上柏市）、西平井、おおたかの森（以上流山市）、幸田、常盤平、小金（以上松戸市）、妻子原（我孫子市）、沼南の13配水場にマイクロ水力発電機を設置する仮想プロジェクトについての試算を行った。水道管網は以下の図25のようになっている。

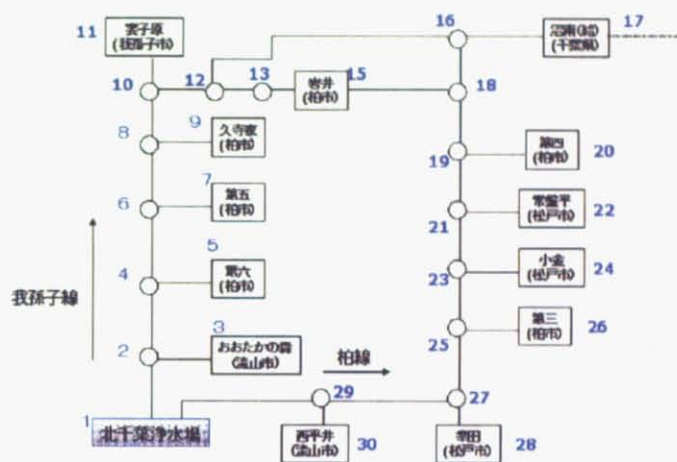


図 25 千葉県北部域管網モデル

### 5.1. 實現可能性分析 (Feasibility Study)

圧力回収型発電の実現可能性について分析を行う為、千葉県北部地域の水道で現行の水  
道でマイクロ水力発電システムを導入した場合の実現可能性について計算を行い分析した。

### 5.1.1. 方法 (Method)

3.5.1 の千葉県北部地域モデルに各配水場の配水量を代入し、発電量等各指標について計算を行った。また各配水場についてそれぞれ平均一日発電量(kWh/day)の計算も行った。各指標については全ての地点で発電した場合(以下 Pattern All)、1kWh/day 異常の発電量を得られる地点で発電した場合(以下 Pattern1)、10kWh/day 以上の発電量を得られる地点でのみ発電する場合(Pattern 10)の3通りについて計算を行った。

表 9 計算条件

配水量 (m <sup>3</sup> /day)	月変動幅	配水場数	人口増加率
Chiba	Chiba	12	0%

## 5.1.2. 結果 (Result)

### 5.1.2.1. 年間可能発電量及び各指標

計算結果を表 10 に示す。ただし総発電量、総削減量は 22 年間の合計である。すべての発電可能な地点で発電する Pattern All の場合の年間可能発電量は 11.2 万 kWh であり、売電単価を 11 円/kWh とすると発電による収入は年間 123 万円である。年経費が 200 万円程度と想定されるため、上記の条件ではプロジェクトの現在価値が赤字となっている。Pattern1、Pattern10 の 22 年間総発電量はそれぞれ 224 万 kWh、212 万 kWh であった。すべての場合で現在価値は赤字となる。発電原価は Pattern10 の場合でも 15.7yen/kWh であり、一般水力の 13 yen/kWh よりも高価である。削減単価も \$392/t・CO<sub>2</sub> と非常に高い。

各配水場での発電規模は以下の表 11 のようになる（同時に各配水場の配水量、標高についても記す）。1 日の発電量を見ると最も多いのが西平井配水場の 87.7kWh/day であり、出力約 3.7kW である。以下発電量が多い順に幸田、第 6、久寺家、第 5、第 3、妻子原配水場と続く。おおたかの森、常盤平、小金配水場では発電量はほとんど見込めない。

表 10 経済・環境指標(千葉県北部)

	一般		経済面					
	総発電量	平均発電量	総工費	年経費	建設単価	発電原価	回収期間	NPV
	kWh	kWh/day	million yen	million yen	Yen/kW	yen/kWh	年	yen
K-Model(All)	2,240,000	307	35	2.01	2,730,000	17.9	*	-14,800,000
K-Model(1)	2,230,000	307	35	2.01	2,730,000	17.9	*	-14,800,000
K-Model(10)	2,110,000	290	29	1.67	2,400,000	15.7	*	-9,560,000

	環境面	
	総削減量	削減単価
	kg	yen/kg-CO <sub>2</sub>
K-Model(All)	1,500,000	52.7
K-Model(1)	1,500,000	52.8
K-Model(10)	1,410,000	46.3

表 11 各配水場の発電規模等(千葉県北部)

ID	名前	標高	最大流量	規模	平均発電量	総工費	建設単価	発電原価
		m	m <sup>3</sup> /s	kW	kWh/day	million yen	yen/kW	yen/kWh
3	おおたかの森	16	0.01	0.09	2.2	*	*	*
5	第 6	18.4	0.27	1.63	39.1	4	2,450,000	16.1
7	第 5	17.8	0.21	1.35	32.3	4	2,960,000	19.5
9	久寺家	12.4	0.16	1.49	35.8	4	2,670,000	17.6
11	妻子原	19.7	0.21	0.94	22.6	3	3,190,000	20.9
15	岩井	23	0.15	0.39	9.3	1	2,580,000	17.0
17	沼南	27.1	2.10	0.17	4.0	5	30,100,000	197
22	常盤平	26.6	0.01	0.01	0.2	*	*	*
24	小金	16.2	0.01	0.06	1.4	*	*	*
26	第 3	19.9	0.20	1.10	26.4	3	2,720,000	17.9
28	幸田	5.98	0.13	1.92	46.0	4	2,080,000	13.7
30	西平井	4.96	0.22	3.65	87.7	7	1,910,000	12.6

#### 5.1.2.2. 月推移

各配水場における発電効率と比速度の計算結果を表 12 に示す。また発電量が多い西平井、幸田、第 6、久寺家での各月 8 時における水車の比速度変化について以下に示す。西平井配水場では比速度 461 から 462 と安定しており、羽の傾き等を調整する必要がほとんどない。西平井では、羽を稼働して比速度変化に合わせることができるプロペラ水車を用いる必要がなく、計算で想定しているプロペラ水車より安価で建設できると考えられる。年間推移をみると動水位は夏場高い傾向を示すが、流量が最も多い 7 月には動水位が低くなっている。各配水場とも動きはほぼ同じく流量が多い月には効率、比速度が高くなっており動水位は低くなっている。

比速度について発電量の多いほうから西平井配水場で 461～462、幸田配水場では 480～486、第 6 配水場では 654～670、久地家では 570～590 という風に、発電量が多い配水場で比速度の幅が小さくなっている。配水量の変化率の割合は月変動係数に従っているため、各配水場とも共通しており、動水位の変化量の大きさが各配水場における比速度の変化幅に影響していると考えられる。

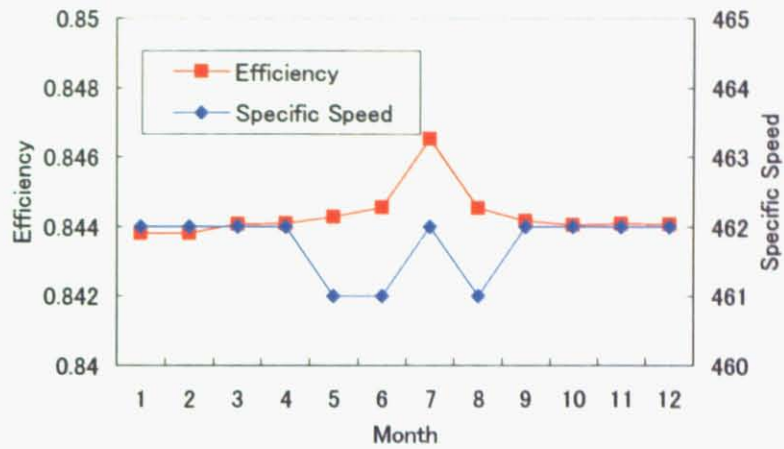


図 26 各月における西平井配水場の効率と比速度

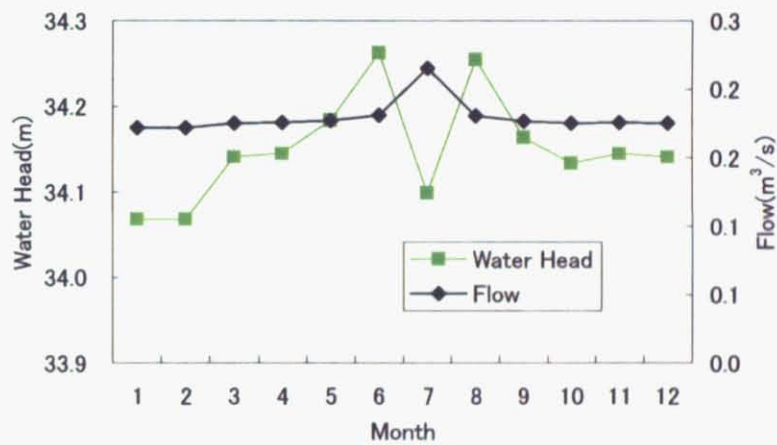


図 27 各月の動水位及び流量（西平井）

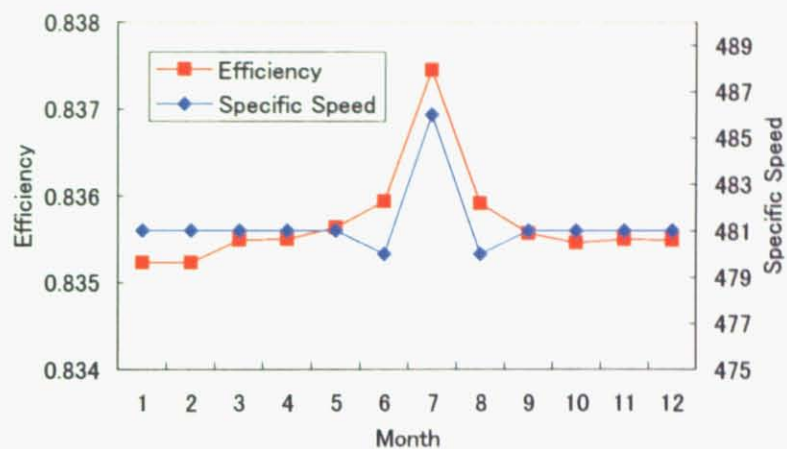


図 28 各月における幸田配水場の効率と比速度

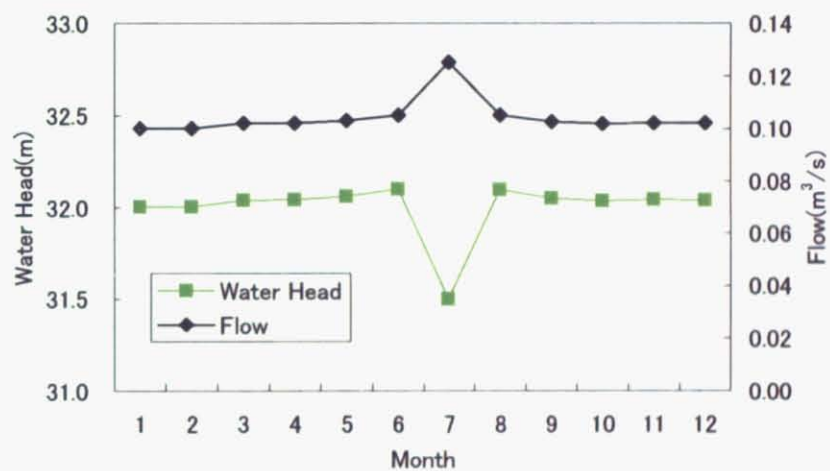


図 29 各月の動水位及び流量（幸田）



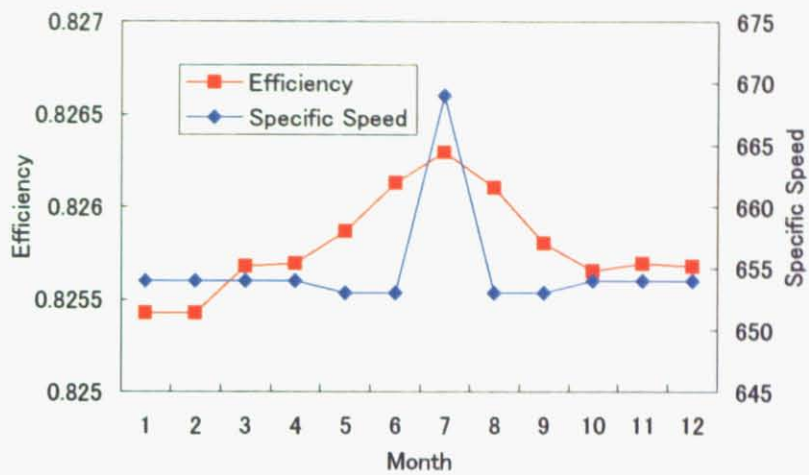


図 30 各月における第6配水場の効率と比速度

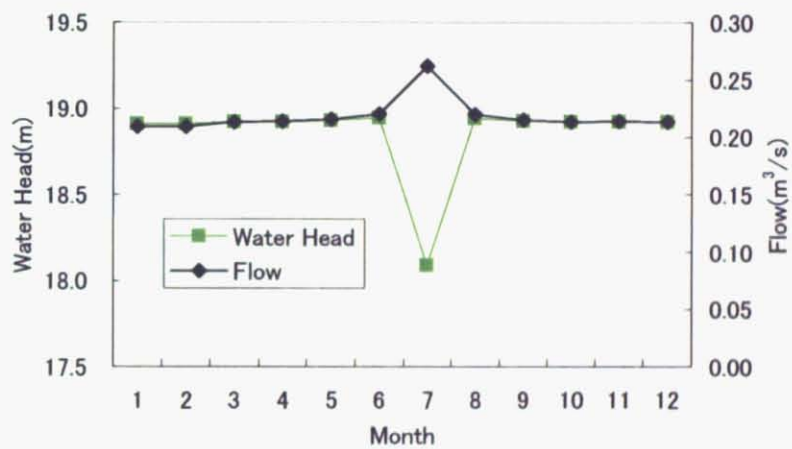


図 31 各月の動水位及び流量（第6）



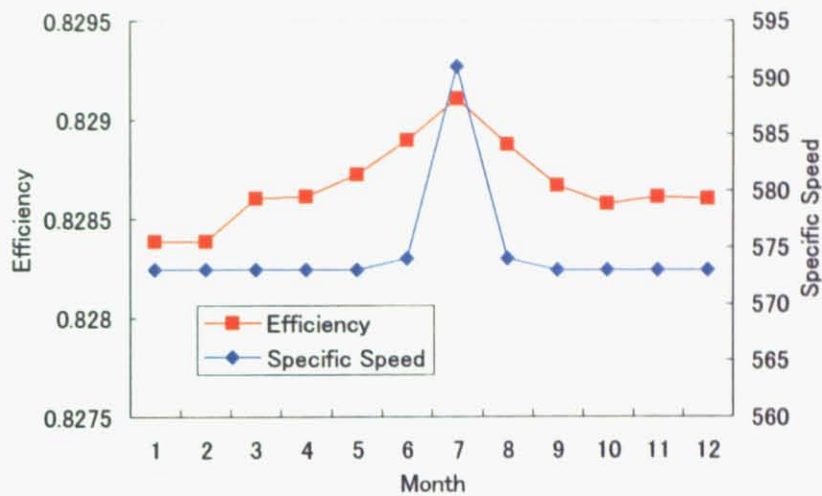


図 32 各月における効率と比速度（久寺家）

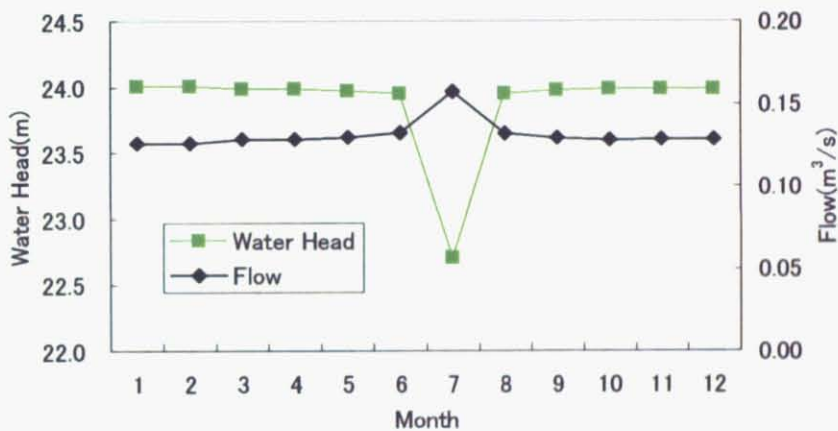


図 33 各月の動水位及び流量（久寺家）

#### 5.1.2.3. 日推移

4 月の各時刻における効率、比速度の変化についての計算結果を以下図 34 に示す。各時刻における比速度の変化は各月の変化に比べ小さく、西平井の場合 461～462 の間で推移している。効率は 0.844 前後で出力の変化により変動している。

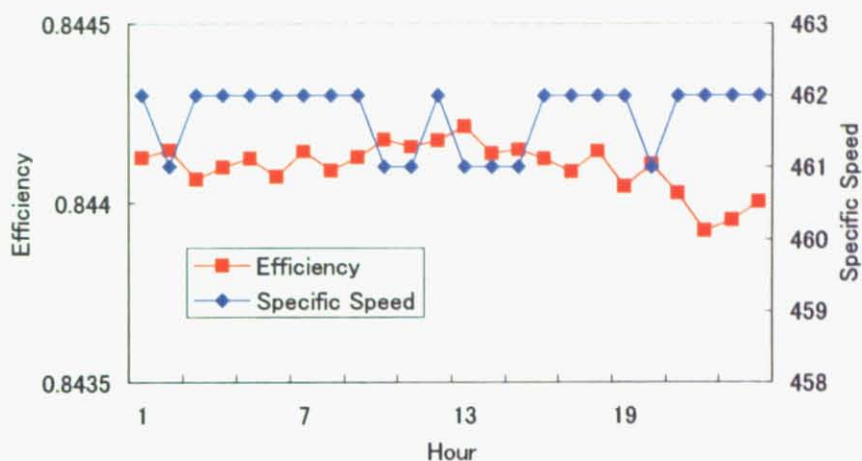


図 34 各時刻における効率と比速度（西平井）



図 35 各時刻における効率と比速度（幸田）

### 5.1.3. 考察 (Conclusion)

現実に導入を考えた場合、一日当たり 10kWh 以下の発電機の導入は考えにくい。10kWh 以上発電可能な 7 箇所での発電を考えた場合総工費 2900 万円、発電量 290 kWh/day、発電原価 15.7yen/kWh であった。ポンプの消費電力が 40,000(kWh/day)であることを考えると非常に小さい値である。

以下表 12 に各月 8 時における比速度、動水位、流量の最大値と最小値及び変動幅（最大値と最小値の差）を示す。比速度に注目すると西平井配水場 (No.30) において最も差が小

さく 1 である。背景でも述べたように比速度変化に対してはプロペラ水車の翼傾斜を変えて対応するため、比速度変化が小さいほうが安価な水車を用いることができる。従って西平井配水場は発電量だけでなく比速度の面においてもマイクロ水力発電に向いているといえる。一方 2 番目に出力が大きい幸田配水場は、出力が 0.07 とごく小さい流山おおたかの森配水場よりも比速度の差が大きい。下図 36 は出力と比速度差についてプロットした図であるが相関は見られない。比速度は流量差ともあまり相関が見られず、傾向として浄水場から遠い配水場ほど大きな値を示している。これは浄水場から遠い配水場ほど他の配水場への配水量変動の影響を受けやすく、動水位変動が大であるためと考えられる。従って比速度の面では浄水場に近い配水場の方がマイクロ水力発電にとっては有利であるといえる。

以下表 13 に 4 月の各時刻における各配水場の比速度、動水位、流量の最大値と最小値及び最大値と最小値の差を示す。比速度の変化はすべての配水場において日変化が月変化より小さく 0~2 である。千葉県北部域の場合 1 日の中で配水量は安定しており比速度、効率共に安定しているため、日変化をみるとすべての配水場がマイクロ水力発電に適しているといえる。

表 12 各月、各配水場の比速度、動水位、流量最大値・最小値及びその差

ID	Output (kW)	Specific Speed			Water Head(m)			Flow(m3/S)		
		Max	Min	Max-Min	Max	Min	Max-Min	Max	Min	Max-Min
3	0.09	573	566	7	24.54	24.01	0.53	0.010	0.008	0.002
5	1.63	669	653	16	18.94	18.09	0.86	0.262	0.210	0.052
7	1.35	660	644	16	19.44	18.55	0.88	0.211	0.169	0.042
9	1.49	591	573	18	24.01	22.71	1.30	0.158	0.126	0.032
11	0.94	720	694	26	16.86	15.63	1.23	0.205	0.164	0.041
15	0.39	787	760	27	13.94	12.91	1.04	0.150	0.120	0.030
17	0.17	870	820	50	11.74	10.12	1.62	1.760	0.005	1.754
22	0.01	829	592	237	22.65	11.44	11.21	0.007	0.005	0.001
24	0.06	665	590	75	22.83	18.33	4.50	0.155	0.005	0.150
26	1.10	671	481	190	32.00	17.98	14.03	0.194	0.100	0.094
28	1.92	486	462	24	34.07	31.50	2.57	0.172	0.100	0.072
30	3.65	462	461	1	34.26	34.07	0.19	0.215	0.172	0.043

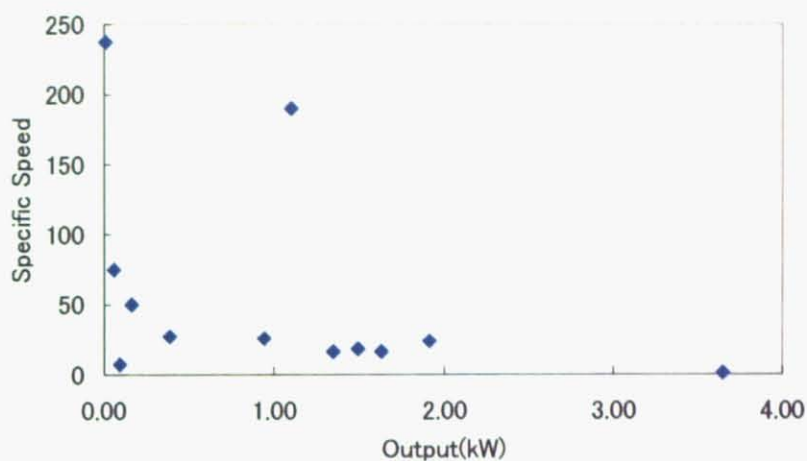


図 36 出力と比速度

表 13 4 月各時刻、各配水場の比速度、動水位、流量最大値・最小値及びその差

ID	Output(kW)	Specific Speed			Water Head			Flow		
		Max	Min	Max-Min	Max	Min	Max-Min	Max	Min	Max-Min
3	0.09	572	571	1	24.17	24.10	0.08	0.008	0.008	0.001
5	1.63	654	653	1	18.96	18.88	0.08	0.224	0.208	0.016
7	1.35	645	644	1	19.43	19.42	0.02	0.178	0.167	0.011
9	1.49	573	573	0	24.02	23.97	0.05	0.130	0.123	0.007
11	0.94	694	694	0	16.85	16.84	0.02	0.168	0.167	0.001
15	0.39	760	760	0	13.95	13.93	0.01	0.123	0.122	0.001
17	0.17	871	869	2	10.16	10.09	0.07	1.736	1.708	0.028
22	0.01	819	817	2	11.84	11.77	0.07	0.006	0.006	0.000
24	0.06	592	590	2	22.77	22.69	0.08	0.006	0.006	0.000
26	1.10	664	662	2	18.46	18.37	0.09	0.161	0.156	0.006
28	1.92	481	480	1	32.11	32.02	0.09	0.103	0.101	0.002
30	3.65	462	461	1	34.21	34.14	0.07	0.177	0.173	0.004

## 5.2. ケース 1：給水量増減 (Growth Rate of Supplied Water)

千葉県北部地域の送水量、及び給水人口は以下図 37 のように推移している。これを見ると送水人口が増加しているのに対して送水量はやや減少している。これはライフスタイル

の変化による1人当たりの消費量の減少や、火事件数の増減等による影響であると考えられる。千葉県北部地域のような既に水道インフラが出来上がっている地域では、給水人口が増加しても送水量が比例して大きくなることはなく安定している。20年間でみると送水量は前年度比+0.4%~-0.4%の間で推移しており全体としては微増である。日本全体では人口は減少の方向へと進んでおり、千葉県北部地域についても人口の減少は考え得る。

給水量が減少すれば発電量も減少すると考えられる。そこで千葉県北部地域において送水量が減少した場合にどの程度発電量が増減するかを検証した。仮に発電量が大きく減少する場合、発電所建設はリスクが大きいものとなる。

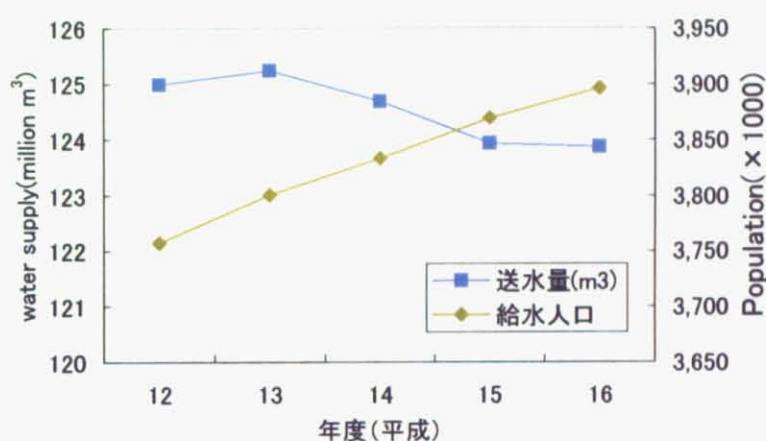


図 37 年間送水量及び送水人口の推移（千葉県北部）

### 5.2.1. 方法 (Metod)

5.1 の状態から給水量を-0.4%~+0.5%の範囲で増減させる。増減はすべての配水場で同じ割合変化すると仮定する。

### 5.2.2. 結果と考察 (Result and Conclusion)

千葉県北部地域の管網モデルについて、給水量が前年比-0.4%から+0.5%で推移した場合について発電量を計算したところ以下の図 38 のようになった。年間可能発電量は 10 万 kWh から 12 万 kWh の間で推移している。想定する給水人口の増減幅ならば、20 年間 10 万 kWh/year は維持できるという計算結果である。



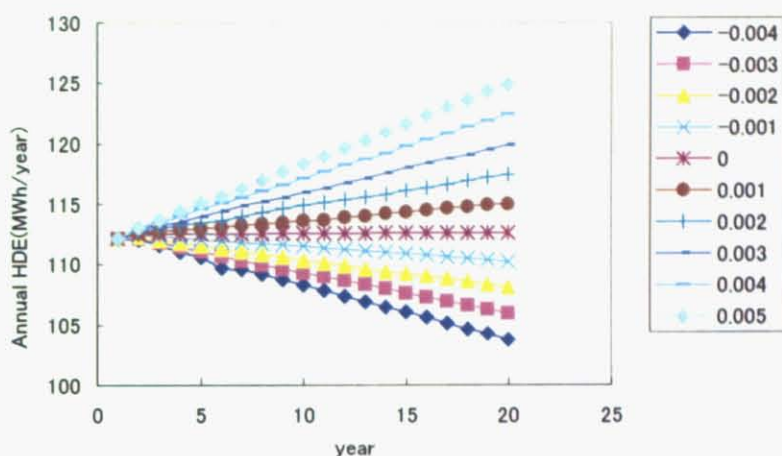


図 38 人口増加率の変化と年間可能発電量推移

### 5.3. ケース 2：管径変化 (Radius)

管径が大きくなると送水に必要な圧力差が減少すると考えられる。今後ポンプの消費エネルギーを削減する為にも、水道管を取り替える際に管径が大きいものと取り替えることも予想される。よって管径が変化した場合に発電量はどの程度増減するのかについて計算を行った。

#### 5.3.1. 方法 (Method)

5.1 の状態から各管の管径を 1.1 倍から 2 倍の間で変化させる。

#### 5.3.2. 結果と考察 (Result and Conclusion)

半径が大きくなるにつれて総発電量は低下した。Hazen-Williams の式によると、各点間での送水に必要な圧力差は半径が大きくなるとともに小さくなる。千葉県北部地域では、浄水場付近の配水場での圧力回収型発電のみが可能な為、送水圧が小さくなることにより回収される圧力エネルギーも小さくなり発電量が低下する。計算の結果半径を 2 倍にすると発電量は 3% 程度低下する。管径を大きくすることにより必要送水圧は低下していくが、発電量はグラフのように下げ止まり、管径が 2 倍になっても総発電量 2GWh は維持される。

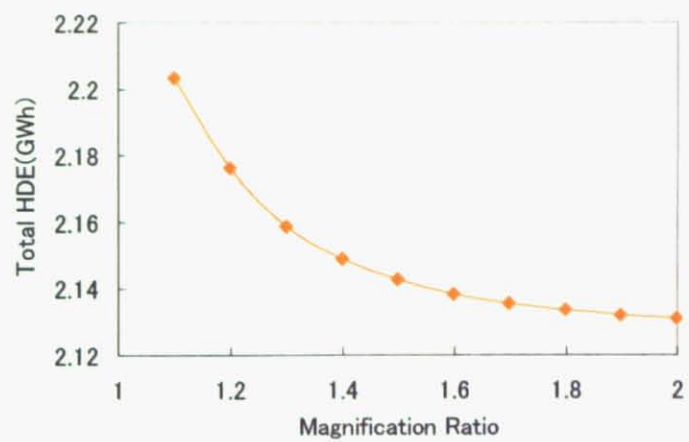


図 39 管径の倍率と 22 年間の総発電量