

## 気候変動を考慮した日本の水力発電ポテンシャル評価

### Evaluation of Hydropower Potential in Japan in Consideration of Climate Change

角 哲也・桑田光明<sup>(1)</sup>・石田裕哉<sup>(2)</sup>・丹羽尚人<sup>(2)</sup>・小島裕之<sup>(2)</sup>・井上素行<sup>(3)</sup>・  
佐藤嘉展<sup>(4)</sup>・竹門康弘・Sameh KANTOUSH

Tetsuya SUMI, Mitsuaki KUWATA<sup>(1)</sup>, Hiroya ISHIDA<sup>(2)</sup>, Naoto NIWA<sup>(2)</sup>, Hiroyuki KOJIMA<sup>(2)</sup>  
Motoyuki INOUE<sup>(3)</sup>, Yoshinobu SATO<sup>(4)</sup>, Yasuhiro TAKEMON and Sameh KANTOUSH

(1) 京都大学工学部地球工学科

(2) 株式会社建設技術研究所

(3) 立命館大学

(4) 愛媛大学

(1) Faculty of Engineering, Department of Global Engineering, Kyoto University

(2) CTI Engineering Co., Ltd.

(3) Ritsumeikan University

(4) Ehime University

#### Synopsis

In the big trend of shifting energy sources from nuclear and thermal power to renewable energy, hydropower generation has collected significant attention in Japan. In this research, focusing on 91 dams all over the Japan, it is shown how much potential it additionally generates only by changing maximum discharge  $Q_{\max}$ , which is the setting of water volume used for power generation, of existing powered dams in Japan and how it changes by the effect of climate change. This study showed all the dams have potential to develop, and about 7% of increase is expected in total only by the simple operation change. It is, however, estimated that the generation will decrease by 11% in total in future by the effect of climate change. This situation can be improved by utilizing future potential of hydropower, and the results shows that the decrease ratio goes up till -6% in total, though it still remains negative. Whereas the generation of Hokkaido drastically increase about 20% in the future.

**キーワード** : 水力発電・発電最大使用水量・気候変動

**Keyword**: Hydropower generation, Maximum discharge for hydropower, Climate change

## 1. はじめに

### 1.1 研究の背景

2011年に起きた東日本大震災による福島での原発

事故は、我々に1) 原子力発電の安全性, 2) 電力供給の火力発電への依存性, 3) エネルギー資源の海外からの輸入依存という日本の電力供給の3つの大きな問題を浮き彫りにさせた。事故後、日本政府は事

故前に電力供給の30%を占めていた原子力発電の稼働停止を決め、その燃料のほぼすべてを海外からの輸入に依存している火力発電がその穴を埋め合わせたことにより電力供給における火力発電の占める割合は一時90%にも達した。

このエネルギー資源の海外依存状況は単なる国富流出だけでなく日本のエネルギー供給状況の脆さを示しているといわれる。輸入する燃料の価格は厳しい価格競争や世界のエネルギー需要供給構造によって大きく左右され、また何らかの問題がおこり資源供給が止められたときエネルギー源を確保するのが難しい。また、火力発電の燃料の化石燃料の燃焼によって放出されるCO<sub>2</sub>は地球温暖化の原因の一つと考えられる。

このような理由から、脱原子力・火力依存の動きが生まれ、結果として水力発電のような再生可能エネルギーが今注目を集めている。水力発電は水の位置エネルギーを電気エネルギーに変換することで発電し、CO<sub>2</sub>の放出量が少なくクリーンなエネルギーであるだけでなく、他の再生可能エネルギーに比べ、供給の安定性や操作のしやすさ、長期発電コスト、発電効率、発電量など多くの利点がある。従って、このような水力発電に今後どれくらいの発電ポテンシャルがあるか、また、将来の気候変動の影響を受けてポテンシャルがどう変わるのかを調査することは極めて重要である。

## 1.2 本研究の目的

日本での水力発電は110年以上の歴史を持ち、比較的大きなダム建設はほとんど終わっているとされているが、実際に水力発電に使われている水は全体の10%程度といわれている。そうした未開発の水力を利用するうえで、既存のダムで未使用の水力を利用し発電することは、コストや環境への影響などを考慮しても優れた方法といえる。

水力発電のポテンシャルの定義は様々あると考えられるが、本研究では既存のダムにおける発電の最大使用水量を変換することにより得られる発電量の最大値と実際の発電量との差分をポテンシャルと定義する。そうして現在の水力発電の持つポテンシャルと地域分布をもとめ、気候変動の影響を考慮したのち、将来の発電量や発電ポテンシャルの分布と変化量を推定することを本研究の目的とする。

## 2. 研究方法

### 2.1 対象ダム

本研究では Fig.1 および Table 1 に示す国土交通省と(独)水資源機構の管理する全国の91の多目的ダ

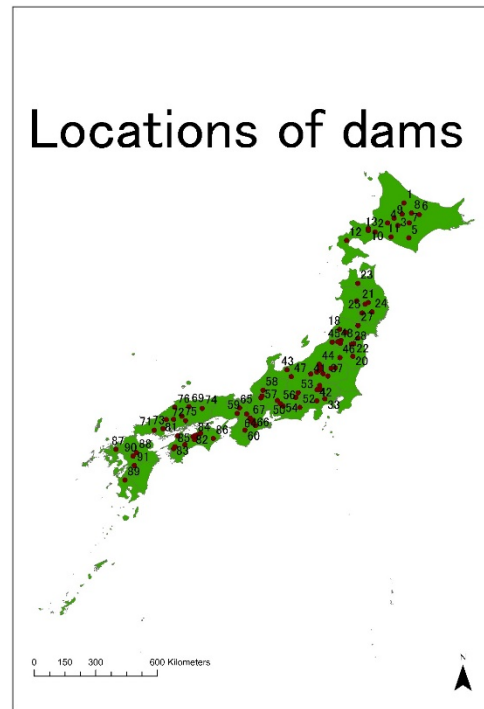


Fig.1 Location of Dams

Table 1 List of Dams

<b>Hokkaidou</b>	1Iwaoi	2Asrikawa	3Kanayama	4Katsurazawa	5Setsunaigawa
	6Kanoko	7Tokachi	8Taisetsu	9Takizato	10Jyouzankei
	11Nibutani	12Prika	13Houheikyuu	14Tsuubetsu	
<b>Tohoku</b>	15Kamahusa	16Sagae	17Tamagawa	18Tsuikiyama	19Gosyo
	20Miharu	21Shijyuushida	22Shichikasyuku	23Aseishigawa	24Tase
	25Yuda	26Shirakawa	27Naruko	28Surikamigawa	29Nagai
<b>Kanto</b>	30Urayama	31Sonohara	32Shimokubo	33Miyagase	34Ikari
	35Kawamata	36Aimata	37Kusaki	38Hujiwara	39Naramata
	40Hutase	41Shinaki	42Takizawa		
<b>Hokuriku</b>	43Unazuki	44Mikunigawa	45Ooishi	46Okawa	47Oomachi
	48Yokogawa				
<b>Chubu</b>	49Yokoyama	50Maruyama	51Koshibu	52Nagashima	53Miwa
	54Yahagi	55Hachisu	56Origawa	57Tokuyama	
<b>Kinki</b>	58Managawa	59Hitokura	60Sarutani	61Takuyama	62Murou
	63Syurenji	64Amagase	65Hiyoshi	66Hinachi	67Nunome
<b>Chugoku</b>	68Nukui	69Sugasawa	70Haji	71Shimazigawa	72Hattabara
	73Asaka	74Tomata	75Haizuka	76Shitsumi	
<b>Shikoku</b>	77Shinguu	78Sameura	79Oowatari	80Ikeda	81Nakusujigawa
	82Tomisato	83Nomura	84Yanase	85Kanogawa	86Nagayasuguchi
<b>Kyusyu</b>	87Kyuuragi	88Matsubara	89Tsuruda	90Yuumon	91Midorikawa

ムを研究対象とした。これらのダムには、すでに何らかの水力発電設備が設置されている場合が多いが、一つのダムが複数の発電施設を有する場合は、すべての放流が最も発電量の大きい発電所を通過すると仮定した。

### 2.2 ダムでの水力発電に関するデータ

#### (1) 有効落差

発電に使用する有効落差は発電量を決める重要な要素であるが、ダムの構造によって大きく値が異なる。ここでは、ダム式では有効落差を(常時満水位 - (天端標高 - ダム高 + 5)) × 2/3 より定める。ここで 2/3 を乗じたのは多目的ダムの水位の季節変動を考慮するためである。一方、水路式、ダム水路式では有効落差を日本ダム協会が発刊する「ダム年鑑」

より直接引用する。この場合は水位の季節変動が落差より十分小さいと仮定し 2/3 を乗じない。

## (2) 放流量

国土交通省のダム諸量データベースより 2003-2012 の過去十年間の放流量をダウンロードし、一年ごとに降順に並び替えた後、平均をとり、過去十年間の平均の流況曲線を求めた。日欠測値はその年の日別放流量の平均値を代入することで補間した。欠測値の多い場合は、その年を平均から除外しそのダムの放流量の平均は 10 年より少ない年数での平均となる。もともと利用可能な放流データが 10 年未満のときは、それらの平均値を利用し同様に一つの流況曲線を求めた。

## (3) 発電効率

水力発電の発電効率は水車の種類や放流状況などによって異なる。そのため、水力発電に広く使われる横軸フランシス水車で、比速度  $N_s=100$  (km-Kw),  $He*Q=100$  (m-m<sup>3</sup>/s) という仮定を用い、本研究では合成発電効率  $\eta$  を 0.82 で一定とした。

## 2.3 年間発電量の計算

2.2 で示したデータを用いて、(1)式により年間発電量を計算した。

$$E \text{ (kWh)} = 9.8 * Q * He * \eta * 24 \\ = 9.8 * \sum_{i=1}^{365} Q_i * He * \eta * 24 \quad (1)$$

$$\begin{cases} Q_i(> Q_{max}) = Q_{max} \\ Q_i(< 0.2 * Q_{max}) = 0 \end{cases} \quad (2)$$

ここに、 $Q$ ：発電使用水量、 $He$ ：有効落差、 $\eta$ ：合成発電効率、 $Q_{max}$ ：発電最大使用水量、 $Q$ ：ダム放流量、である。次に、実際の発電使用水量と発電機の最大使用水量の関係を(2)式に示す。すなわち、ダム放流量が最大使用水量  $Q_{max}$  より大きい場合、発電に使われる放流量を発電最大使用水量とし、また放流量が最大使用水量  $Q_{max}$  の 20% に満たない場合は発電効率の大幅な低下よりその水は発電に使われないものとみなす。

## 2.4 発電最大使用水量による感度分析

(2)式から明らかなように、最大使用水量  $Q_{max}$  の値により発電に使われる水量が変わり、それに伴い発電量が変化する。そこで、現在の  $Q_{max}$  の下での年間発電量  $E$  (kWh) を求めた後、最大使用水量の設定を  $Q5$ (流量順位が上から 5 番目)～ $Q50$ (流量順位が上から 50 番目)の間で流量順位 5 日ずつ変化させ、

年間発電量を最大にする最大使用水量  $Q_{max} = Q_{opt}$  を求めて、この際の年間最大発電量  $E_{opt}$  (kWh) を求める。これと現状での発電量の差分 ( $E_{opt} - E$ ) を求めて、これを現在気候における対象ダムの有する水力発電のポテンシャル (発電量の増大可能量) と定義した。

## 2.5 気候変動影響評価

将来の水力発電のポテンシャルを計算する上で、将来の流況曲線を予測する必要がある。将来の流況曲線は 2.2 (2) で説明した実績の現在気候での流況曲線に気候変動係数を乗じることで求めた。

気候変動予測では、現在気候 (1979-2003 年) と将来気候 (2075-2099 年) を対象に、気象研究所の超高解像度全球大気モデル(MRI-AGCM3.2S)を用い、海面水温や温室効果ガス濃度などの条件を設定して気温・降水量変化を、SVAT モデルから蒸発散量と融雪量を算出し、これらを分布型流出モデル Hydro-BEAM に組み込み全国 109 水系の日平均河川流量をそれぞれ求めた。本研究では気候変動による変化の傾向を、温室効果ガスの排出シナリオ (高位参照シナリオ RCP8.5) を用いて行う。詳細については Sato et al. (2009) を参照されたい。

次に、各年の流量時系列を降順に並び替えて各年の流況曲線を求め、さらに現在、将来気候ごとに、25 年間平均の一つの流況曲線をそれぞれ求めた。これらの結果には無視できない誤差が含まれているため、将来流況曲線を現在流況曲線で除すことで得られた 1 年間分の 365 個の流況曲線の変化比率 (将来気候/現在気候) を気候変動係数(Climate Change Factor)と定義し、全国の水系ごとに求めた。

こうして求められた気候変動係数を、現在気候の実績の流況曲線の流況順位順に乗じることで将来気候の流況曲線を得る。将来気候の流況曲線においても同様に、現在の最大使用水量  $Q_{max}$  を変えないときの将来の年間発電量  $E'$  (kWh)、最大使用水量を最適化 ( $Q'_{opt}$ ) し、年間発電量を最大化したときの将来の年間発電量  $E'_{opt}$  (kWh) をそれぞれ求め、現在の年間発電量  $E$  (kWh) と比較する。

以上の過程を経て得られた、 $E$  と  $E_{opt}$ 、 $E'$ 、 $E'_{opt}$  をそれぞれ比較することで、現在気候における開発ポテンシャル ( $E$  vs  $E_{opt}$ )、気候変動による発電量の変化 ( $E$  vs  $E'$ )、水力発電の気候変動への適応可能性 ( $E$  vs  $E'_{opt}$ ) を推定した。

## 3 対象ダムにおけるケーススタディ

ここでは、2. で示した検討の具体的手順として、東日本の玉川ダム、西日本の大渡ダムを事例に示す。

### 3.1 玉川ダム

#### (1) 基本諸元および流況曲線

玉川ダムは秋田県・雄物川水系に所在する国土交通省管理の多目的ダムである。以下に玉川ダムの水力発電の詳細を示す。

Table 2 Specific data of Tamagawa dam

Generation Type	Dam Type・Reservoir
Crest Elevation	406m
Normal Water Level	397.4m
Dam Height	100m
Effective Head	$(397.4 - (406 - 100 + 5)) \times 2/3 = 57.6\text{m}$
Maximum water capacity $Q_{\max}$	40 (m <sup>3</sup> /s)
Maximum power capacity P (kW)	23,600kW
Annual average power production E (MWh)	86,856MWh

次に、玉川ダムの流況曲線および発電最大使用水量を変化させた場合の使用水量の変化を Fig.2 に示す。発電最大使用水量を増大（図では 40→60m<sup>3</sup>/s）させることで、より大きな流量流入時にでも発電できる一方で、渇水時に発電できなくなる（12m<sup>3</sup>/s 以下）トレードオフの関係を示すことがわかる。

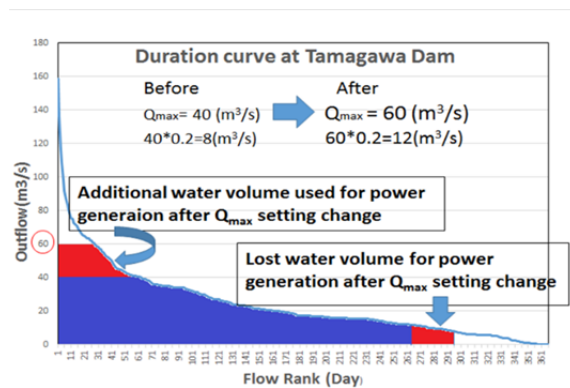


Fig.2 Flow duration curve of Damagawa dam and change of water discharge for hydropower based on the difference of  $Q_{\max}$

なお、現在気候における流量順位ごとの流量を Table 3 に示す。

Table 3 Flow discharge under present climate

順位	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
流量(m <sup>3</sup> /s)	98.46	76.90	70.84	65.41	62.48	58.99	55.03	50.97	45.37	43.96

#### (2) 現在年間発電量

現在の流況曲線と最大使用水量を用い、2.2 で述べた年間発電量計算式を使い現在の年間発電量を計算すると、年間発電量が  $E = 75,822,482\text{kWh}$  と求められた。次に、 $Q_{\max}$  を Fig.2 のように、 $Q_5 \sim Q_{50}$  の範囲で変化させた場合の使用水量の変化から求められる年間発電量の変化を Fig.3 に示す。

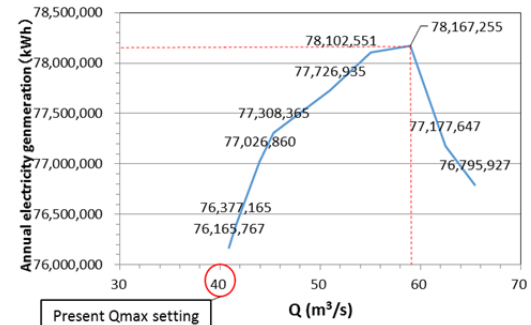


Fig.3 Hydropower production change based on the difference of  $Q_{\max}$  under present climate

これより、現在気候により得られる最大の年間発電量は、 $E_{\text{opt}} = 78,167,255\text{kWh}$  であり、この時の最大使用水量は、 $Q_{\text{opt}} = 58.994(\text{m}^3/\text{s}) = Q_{30}$  となる。

#### (3) 気候変動係数

次に気候変動モデルと分布型流出モデルの結果として得られた将来気候における流量を同様にモデルによって計算された現在の流量で除し 365 個の気候変動比を求める。Fig. 4 (Right) はこうして求められた玉川ダムの属する雄物川水系の気候変動係数を表す。

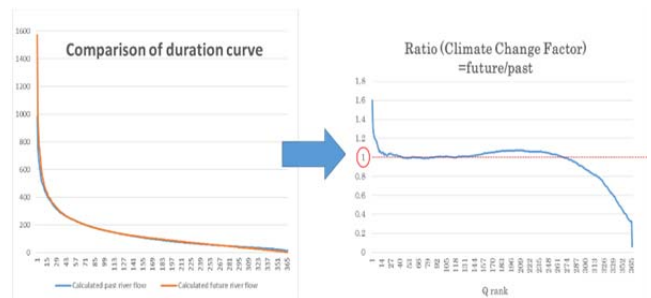


Fig. 4 Flow duration curve and Climate change coefficient of the Tamagawa dam

さらに、この気候変動係数を現在気候の流況曲線に乗じて求めた将来気候における流況曲線を Fig.5 に示す。

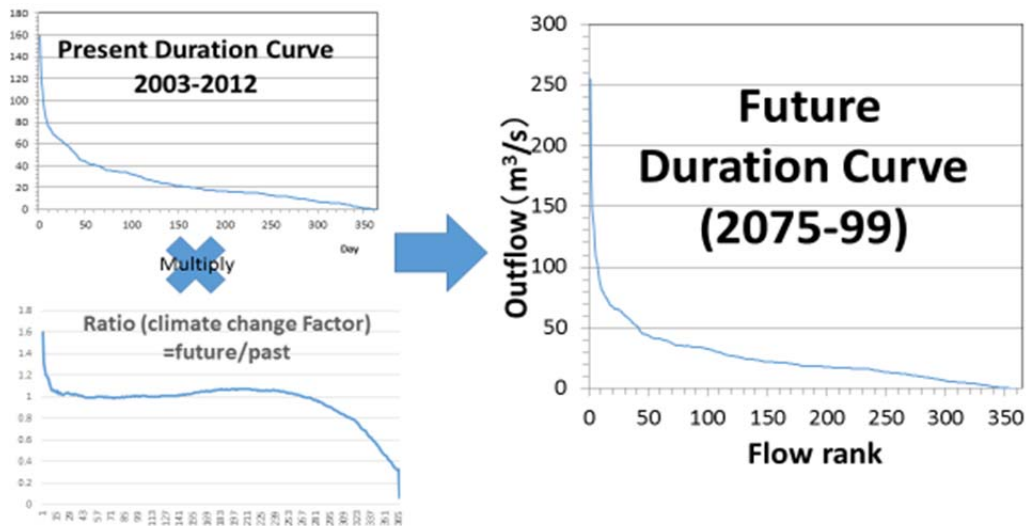


Fig. 5 Flow duration curve calculated by the Climate change coefficient

こうして得られた将来気候における流量順位ごとの流量を Table 4 に示す. これを Table 3 と比較すると, 40 日流量よりも大きい領域で, 流量が増大することがわかる.

Table 4 Flow discharge under future climate

順位	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
流量(m <sup>3</sup> /s)	117.61	83.38	74.18	67.44	64.74	60.60	56.32	51.59	45.19	43.69

#### (4) 将来年間発電量

以上の将来の流況曲線と現在の最大使用水量から, 将来気候変動後の年間発電量  $E'$ (kWh) = 76,896,798 (kWh) が求まる. 次に, 最大使用水量  $Q_{max}$  を将来流況曲線の  $Q_5 \sim Q_{50}$  の範囲で変えたときの年間発電量の変動を下図に示す.

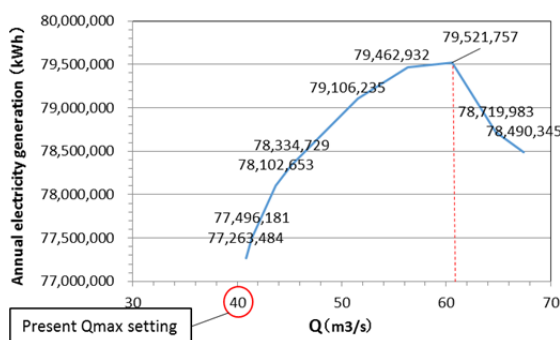


Fig.6 Hydropower production change based on the difference of  $Q_{max}$  under future climate

これより, 将来気候により得られる最大の年間発電量は,  $E'_{opt}=79,521,757$  (kWh) であり, この時の最大使用水量は,  $Q'_{opt}=60.597$ (m<sup>3</sup>/s) =  $Q_{30}$  となる.

#### (5) 精度検証および考察

この計算から現在気候における年間発電量は 75,822MWh と求められたが, 実際の平均年間発電量 86,856MWh と大きく乖離がある. この理由として, 流況曲線の平均の取り方, 有効落差の季節変動を求める際に乗じた  $2/3$  の値が適当ではなかったなどが原因の一つとして考えられる. しかし本研究で注目するのは発電最大使用水量の変化や気候変動による変化による感度分析であり, 現時点では, これらの誤差は許容範囲であるものと判断した.

次に, なぜ気候変動により年間の流況曲線の形が変わったのか理由を探るべく, ダムへの日別流入量の変化を見てみる. ここまでは発電量との関係性の強い放流量に注目してきたが, 放流量は人為操作も可能なため, 気候変動の影響をより直接的に反映させるために流入量に着目することとする.

手順としてはまず実測日別流入量の 10 年平均をとる. 次に, 先ほど説明したモデルを用い過去 (1979-2003) と将来 (2075-2099) の流入量の平均を計算する. ここで気を付けるのは, 先ほどまでは降順に並べたものの平均をとったが, 今回は降順に並び替えることなく, 各日ごとの平均をとる. 将来流入量を対応する日別で過去流入量で割ることにより  $1/1 \sim 12/31$  までの 365 個の気候変動係数を得る. これを実測日別流入量に乘じることにより, 将来の日別流入量を得る.

Fig.7 にその結果を示すが, 気候変動係数の図から将来の河川流量の 3 つの特徴的变化がわかる.

- 1) 洪水の確率の増加
- 2) 渇水の確率の増加
- 3) 比較的流量の多い日数の減少と, 比較的流量の少ない日数の増加

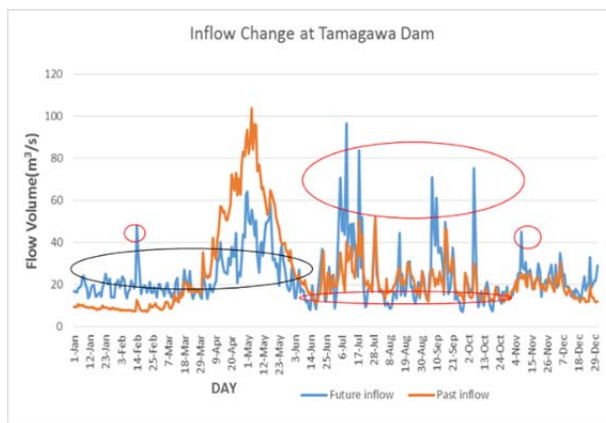


Fig. 7 Comparison of annual flow discharge under present/future climates (Orange: Present climate, Blue: Future climate)

これらの理由をこのグラフにより見つけることができる。まず 1), 2) の理由として、図中の赤い円で示されているように、流量の急激な増加や減少の頻度や激しさが将来明らかに大きくなっていることが原因として考えられる。3) の理由としては、黒色の円で囲まれている箇所の示すように将来の冬季の流量が増加し春季の流量が減少しているのがわかる。これは温暖化の影響で本来なら雪として降るものが雨などで降ったり、春まで雪として山地に蓄えられるものが溶け出ししてしまうためとみられる。冬季の積雪の減少、春先の融雪量の減少が 3) の理由として図より読み取れる。

以上の結果から、各条件に基づく発電量の比較を総括したものを Table 5 に示す。玉川ダムは最大使用水量を適切な値に変更することで現在気候において発電を増やすことができる(=発電ポテンシャルがある)ことがわかった。また、気候変動の影響により今のままの設定でも将来年間発電量は増加し、最大使用水量の設定を変えることで、さらに大きな発電ポテンシャルがあるということが明らかとなった。

Table 5 Summary of power production change of the Tamagawa dam

E(kWh)	$E_{opt}$ (kWh)	$E'$ (kWh)	$E'_{opt}$ (kWh)
75,822,000	78,167,000	76,897,000	79,522,000
	$E_{opt}-E$ ( $E_{opt}/E$ )	$E'-E$ ( $E'/E$ )	$E'_{opt}-E$ ( $E'_{opt}/E$ )
	2,345,000 (1.031)	1,074,000 (1.014)	3,699,000 (1.049)

### 3.2 大渡ダム

#### (1) 基本諸元および流況曲線

大渡ダムは高知県・仁淀川水系に所在する国土交通省管理の多目的ダムである。以下に大渡ダムの水力発電の詳細を示す。

Table 6 Specific data of Ohdo dam

Generation Type	Dam Type・Reservoir
Dam Height	96m
Effective Head He	84.9m
Maximum water capacity $Q_{max}$	45.0 (m <sup>3</sup> /s)
Maximum power capacity P (kW)	33,000kW
Annual average power production E (MWh)	138,000MWh

#### (2) 現在年間発電量

玉川ダムの場合と同様に、現在の流況曲線と最大使用水量を用いて現在の年間発電量を計算すると、年間発電量が  $E = 120,939,900$  kWh と求められた。さらに、 $Q_{max}$  を Fig.8 のように発電使用水量を変化させて年間発電量の変化を求めた。

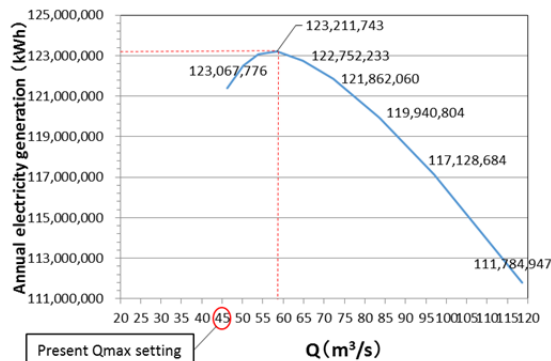


Fig.8 Hydropower production change based on the difference of  $Q_{max}$  under present climate

これより、現在気候により得られる最大の年間発電量は、 $E_{opt} = 123,211,743$  kWh であり、この時の最大使用水量は、 $Q_{opt} = 58.40$  (m<sup>3</sup>/s) =  $Q_{45}$  となる。

#### (3) 気候変動係数

Fig.9 は大渡ダムの属する仁淀川水系の気候変動係数を表す。図からわかるようにほとんどの流量順位での値が 1 より小さいため、発電に使える水の量が年間を通じて小さくなると推測できる。

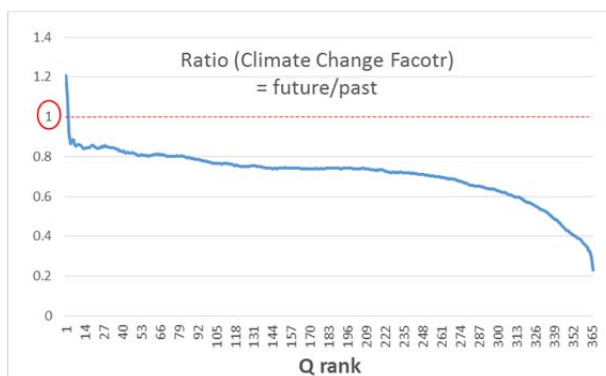


Fig. 9 Flow duration curve calculated by the Climate change coefficient

#### (4) 将来年間発電量

玉川ダムと同様に、Fig.10 を用いて  $E'$ ,  $E'_{opt}$ ,  $Q_{opt}$  を求めた. このとき  $Q'_{opt}=60.73(m^3/s)=Q_{35}$  となる.

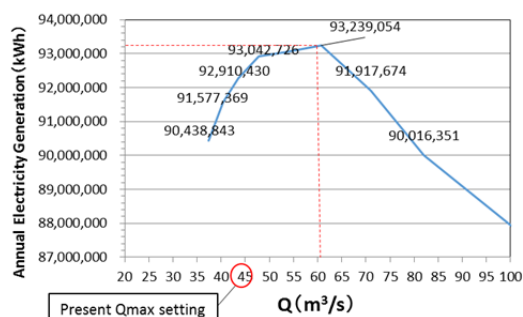


Fig.10 Hydropower production change based on the difference of  $Q_{max}$  under future climate

以上をまとめると、現在気候の発電量を加えて以下のように整理され、将来の発電量が大幅に小さくなっているのがわかる.

Table 7 Summary of power production change of the Tamagawa dam

E(kWh)	$E_{opt}$ (kWh)	$E'$ (kWh)	$E'_{opt}$ (kWh)
120,940,000	123,212,000	92,515,000	93,239,000
	$E_{opt}-E$ ( $E_{opt}/E$ )	$E'-E$ ( $E'/E$ )	$E'_{opt}-E$ ( $E'_{opt}/E$ )
	2,272,000 (1.019)	-28,425,000 (0.765)	-27,701,000 (0.771)

ここで、玉川ダムのときと同様に、現在気候と将来気候の流入量の日別曲線の比較から気候変動の影響の原因を検討した. Fig.11 に結果を示すが、現在と将来でグラフの形に大きな違いはないが、将来気候の流量が全体的に小さくなっていることがわかる.

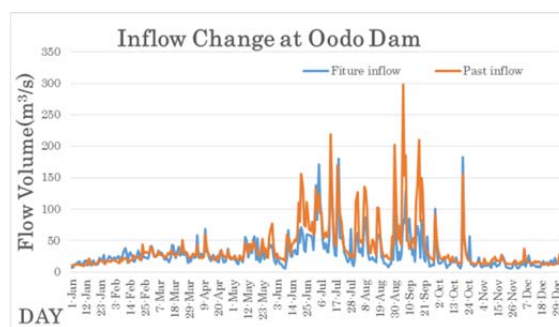


Fig. 11 Comparison of annual flow discharge under present/future climates (Orange: Present climate, Blue: Future climate)

#### 4. 検討結果

3. に示した手順を本研究の対象となる 91 のダムで実施した. 地域別の合計の結果を Table 7 に示す.

これによれば、全てのダムに水力発電ポテンシャルがあり、最大使用水量の変更により約 7% の増加 ( $E_{opt}/E=1.067$ ) が見込まれる. 逆に将来は気候変動の影響により北海道以外の地域で発電量が減少し、現状の設備のままだと、全体で現在の発電量と比べ約 11% の発電量の減少 ( $E'/E=0.890$ ) となる.

これに対して、気候変動に対する適応策として、最大使用水量の最適化を行うことにより発電量は多少回復するが、それでも現在の発電量と比べ約 6% の減少 ( $E'_{opt}/E=0.937$ ) が予想されている. なお、特徴的なのは東北地域であり、将来気候変動の影響により発電量は現在と比べ減少するが、最大使用水量の最適化により現在以上の発電量を得ることができる ( $E'/E=0.961$ ,  $E'_{opt}/E=1.004$ ). これらの関係を Fig.12-13 に示す.

次に、全国のダムごとに結果をプロットしたものを Fig. 14-16 に示す. Fig.14 は全国的に発電規模の最適化により開発ポテンシャルが多く存在する可能性があることを示している. 一方、Fig.15 は、現状の設備での将来の年間発電量と現在の年間発電量の差分を表したものであり、北海道と東北の一部以外では現状の設備のままだと将来気候変動の影響により発電量が減少するという結果が確認できる. 最後に、Fig.16 と Fig.15 を比較すると、最大使用水量を最適化することにより、発電量の減少を小さくしたり、場合によっては増加に転じさせることができることがわかる.

Table 7 Summary of Reginal Hydropower Production

Results 1

(MWh)

Region	No.	E	$E_{opt}$	$E'$	$E'_{opt}$
Hokkaido	14	622,060	646,048	730,318	752,269
Tohoku	15	1,057,699	1,118,165	1,016,687	1,061,911
Kanto	13	493,725	522,928	444,241	463,713
Hokuriku	6	356,951	371,883	340,337	346,802
Chubu	9	1,030,356	1,120,726	760,081	832,085
Kinki	10	401,181	437,311	332,809	357,624
Chugoku	9	213,357	224,367	155,852	162,888
Shikoku	10	591,485	624,571	471,077	487,017
Kyushu	5	272,104	311,523	232,516	254,681
Total	91	5,038,920	5,377,523	4,483,919	4,718,991

Results 2

(MWh)

Region	$E_{opt}-E$	$E_{opt}/E$	$E'-E$	$E'/E$	$E'_{opt}-E$	$E'_{opt}/E$
Hokkaido	23,988	1.039	108,258	1.174	130,209	1.209
Tohoku	60,464	1.057	-41,012	0.961	4,212	1.004
Kanto	29,203	1.059	-49,485	0.9	-30,012	0.939
Hokuriku	14,932	1.042	-16,614	0.953	-10,150	0.972
Chubu	90,370	1.088	-270,27	0.738	-198,271	0.808
Kinki	36,130	1.09	-68,372	0.83	-43,557	0.891
Chugoku	11,010	1.052	-57,505	0.73	-50,470	0.763
Shikoku	33,086	1.056	-120,40	0.796	-104,468	0.823
Kyushu	39,419	1.145	-39,588	0.855	-17,423	0.936
Total	338,603	1.067	-555,001	0.890	-319,929	0.937

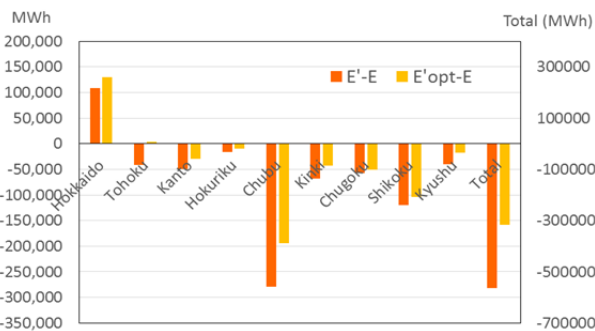


Fig. 12 Annual Regional Hydropower Production Change under Climate Change

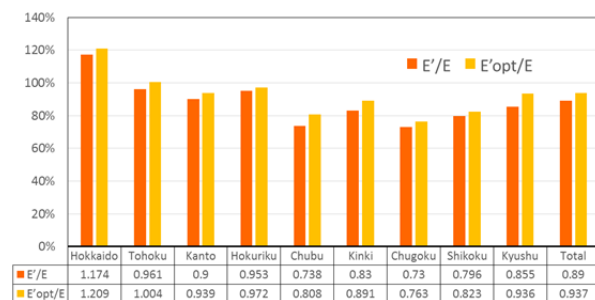


Fig. 13 Annual Regional Hydropower Production Change Ratio under Climate Change

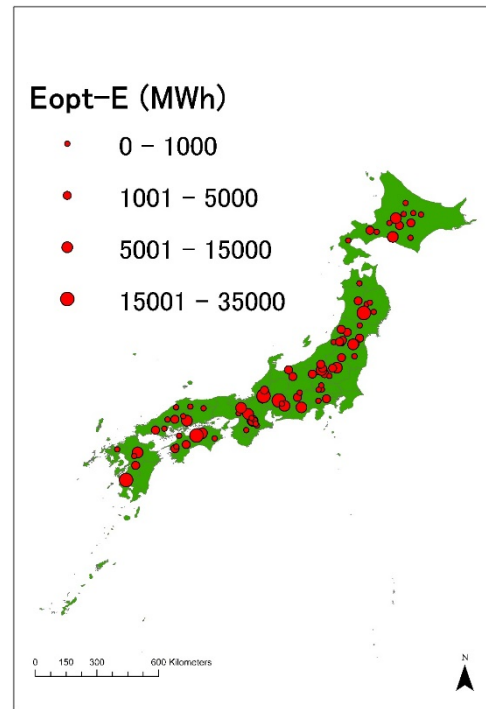


Fig. 14 Hydropower Potential ( $E_{opt}-E$  (MWh))

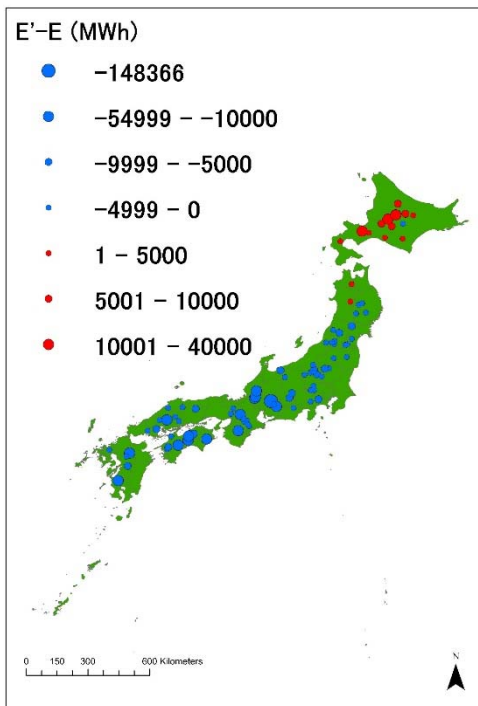


Fig. 15 Climate Change Impact on Hydropower Production ( $E'-E$  (MWh))



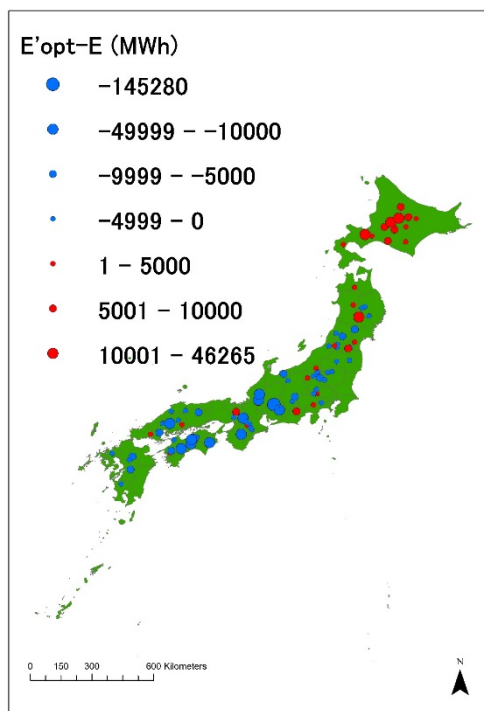


Fig. 16 Climate Change Adaptation on Hydropower Production ( $E'_{opt}-E$  (MWh))

## 5. おわりに

本研究では日本の既存のダムにおける最大使用水量の変更による水力発電のポテンシャルと気候変動の影響による変化について、いくつかのモデルと実際の観測データを使い推定した。結果として、現在日本には多くの水力発電のポテンシャルがあり、全体の平均として約7%の発電量の増加が可能とわかった。しかし、気候変動による降水量の減少と流況曲線の形の変化により現状の設備のままだと将来発電量は全体として約11%減少するという結果になった。一部の地域では逆に将来発電量の大幅な増加が見込まれ、北海道では将来約17%の増加という結果となった。

最大使用水量の変更により発電量の最適化を行うと、全体の発電量の増減率が-11%から-6%に状況が改善され、北海道では発電量が現在と比べ20%増、東北では気候変動による発電量のマイナスがプラスに転換される可能性がある。以上より、最大使用水量の最適化は気候変動による発電量減少の適応策の一つになりうるということがわかった。

気候変動などを考慮した長期的な視野での、適切な設備容量の選択や運用システムの設定は、持続可能な社会を目指す上で、再生可能エネルギーの中でも安定的かつ技術的に確立された水力発電の価値を

より高めるために重要なアプローチとなるものと考えられる。

## 参考文献

- 経済産業省資源エネルギー庁, パシフィックコンサルタンツ株式会社(2014):『中小水力発電計画導入の手引き』4章 p13-15.
- 縄田康光.(2013):火力発電への依存と急増する燃料費: 東日本大震災後の電力供給. 経済のプリズム, (119), 1-17.
- Agency for natural resources and energy Official Web-Site (2013/09):”原子力政策の課題について” [http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/003/pdf/003\\_001.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/003/pdf/003_001.pdf)
- Agency for natural resources and energy Official Web-Site((2014): “エネルギーを巡る状況と対策” [http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014pdf/whitepaper2014pdf\\_1\\_1.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2014pdf/whitepaper2014pdf_1_1.pdf)
- Boualem Hadjerioua et al (2012) : “ An Assessment of Energy Potential at Non-Powered Dams in the United States”
- Inoue, M. (2015)”我が国における水力の価値と開発の現状” 立命館大学
- Inoue, M., & Shiraishi, E. (2010): Hydropower as a Renewable Energy Source in a New Era.
- Japan Dam Foundation (JDF) (2013) :『ダム年鑑』 (Dam yearbook)
- New Energy Foundation (NEF) (2004) :『中小水力発電ガイドブック』 P121
- New Energy Foundation (NEF) (2004) :『中小水力発電ガイドブック』 P124
- Ministry of the Environment (2014) : “21世紀末における日本の気候”
- Oodo Dam Official Web-Site (Access Date: 04/02/2016), <http://www.skr.mlit.go.jp/oodo/>
- Sato, Y., Mori, E., Hamaguchi, T., Tanaka, K., Kojiri, T. & Nakakita, E. (2009) : Anticipatory Adaptation to Flood and Drought Disaster due to Climate Change, Annuals of Disaster Prevention Research institution, Kyoto University, No. 52B, 2009: 573-586.
- Tamagawa Dam Official Web-Site (Access Date: 04/02/2016) <http://www.thr.mlit.go.jp/tamagawa/>

(論文受理日: 2016年6月13日)