A Simple Evaluation Method for Annual CO₂ Emissions Reduced by Distribution Loss Minimization

Yasuhiro Hayashi Senior Member (University of Fukui, hayashi@fuee.fukui-u.ac.jp)

Hiroataka Takano Member (Gifu National College of Technology, takano@gifu-nct.ac.jp)

Junya Matsuki Senior Member (University of Fukui, matsuki@fuee.fukui-u.ac.jp)

Masao Yokoyama Student Member (University of Fukui, e063957@icpc00.icpc.fukui-u.ac.jp)

Keywords: distribution system, loss minimum configuration, reduced distribution loss, reduced carbon dioxide emissions

Global warming caused by carbon dioxide (CO₂) and other greenhouse gases is one of the serious environmental issues. Carbon dioxide is the biggest contributor to global warming. Many efforts to reduce emissions of CO₂ are carrying out in various fields. In electrical power system field, various approaches to reduce CO₂ emissions have been performed such as loss reduction, utilization of renewable energy, recycling of resources and so on. Especially, distribution loss minimization is effective to reduce CO₂ emissions because reduction of distribution loss leads to save the energy.

In this paper, the authors try to calculate annual CO₂ emissions reduced by distribution loss minimization for a distribution system model based on partial actual data, which is composed by 19,000 distribution feeders, 95,358 sectionalizing switches and 73,849 load sections. In the trial calculation, reduced CO₂ emissions are estimated by sequentially proceeding four procedures: (1) classification of distribution system model into several load areas, (2) determination of loss minimum configuration in each load area, (3) calculation of reduced annual distribution loss for each area, and (4) calculation of reduced annual CO₂ emissions.

Table 1 shows reduced annual loss and CO₂ emissions obtained by loss minimum optimization. From Table 1, reduced annual CO₂ emissions of 40×10^6 kg/year by annual distribution loss reduction of 72×10^6 kWh/year is estimated for the Japanese largest scaled 19,000 feeders distribution model. Furthermore, ratio of reduced CO₂ emissions for each area and period, and daily CO₂ emissions reduced by loss minimization are shown in Fig. 1 and Fig. 2. From Fig. 1 and Fig. 2, it is seen that loss minimization in residential area and rural one is effective to reduce CO₂ emission because the proportion of these areas in the whole is high.

Fig. 1. Ratio of reduced CO₂ emissions for each area and period

Fig. 2. Daily CO₂ emissions reduced by loss minimization

Table 1. Reduced annual loss and CO₂ emissions obtained by loss minimum optimization

	Conventional configuration		Optimal configuration		Reduced value	
	Heavy load period	Light load period	Heavy load period	Light load period	Heavy load period	Light load period
Annual distribution loss [kWh/year]	401,001,850	199,946,408	347,194,282	181,973,236	53,807,568	17,973,172
	600,948,258		529,167,518		71,780,740	
Annual CO ₂ emissions [kg/year]	222,556,027	110,970,256	192,692,897	100,995,145	29,863,200	9,975,111
	333,526,283		293,687,972		39,838,311	
Ratio[%]	100.00		88.06		11.94	

配電損失最小化に基づく年間CO₂排出削減量の簡易評価手法

上級会員 林 泰弘* 正員 高野 浩貴**

上級会員 松木 純也* 学生員 横山 昌央*

A Simple Evaluation Method for Annual CO₂ Emissions Reduced by Distribution Loss Minimization

Yasuhiro Hayashi*, Senior Member, Hirotaka Takano**, Member, Junya Matsuki*, Senior Member, Masao Yokoyama*, Student Member

Global warming caused by carbon dioxide (CO₂) and other greenhouse gases is one of the serious environmental issues. Carbon dioxide is the biggest contributor to global warming. Many efforts to reduce emissions of CO₂ are carrying out in various fields. In electrical power system field, various approaches to reduce CO₂ emissions have been performed such as loss reduction, utilization of renewable energy, recycling of resources and so on. Especially, distribution loss minimization is effective to reduce CO₂ emissions because reduction of distribution loss leads to save the energy. For example, the largest distribution system in Japan consists of about 19,000 feeders. Much CO₂ emissions can be reduced by minimizing distribution loss of the largest distribution system. However, CO₂ emissions reduced by distribution loss minimization for the largest Japanese distribution system have not been estimated so far.

In this paper, the authors try to calculate annual CO₂ emissions reduced by distribution loss minimization for a distribution system model based on partial actual data, which is composed by 19,000 distribution feeders, 95,358 sectionalizing switches and 73,849 load sections. In the trial calculation, reduced CO₂ emissions are estimated by sequentially proceeding four procedures: (1) classification of distribution system model into several load areas, (2) determination of loss minimum configuration in each load area, (3) calculation of reduced annual distribution loss for each area, and (4) calculation of reduced annual CO₂ emissions. As the result of the trial calculation, reduced annual CO₂ emissions of 40×10^6 kg/year is estimated for the Japanese largest scaled 19,000 feeders distribution model.

キーワード：配電系統，配電損失最小構成，配電損失低減量，CO₂ 排出削減量

Keywords: distribution system, loss minimum configuration, reduced distribution loss, reduced carbon dioxide emissions

1. はじめに

地球温暖化防止のための1997年COP3の京都議定書でのCO₂排出削減の数値目標の達成を目指し、様々な分野でCO₂排出削減の取り組みがなされている^{(1)~(6)}。電力分野においても、非化石エネルギー等の利用拡大、電力設備の効率向上、省エネルギー、負荷平準化など、CO₂排出削減に向けての直接的あるいは間接的な取り組みがなされてい

る^{(7)~(9)}。とりわけ、電力設備の効率向上によるCO₂排出量を削減するための一つの方策として、配電損失の低減が挙げられる⁽⁷⁾。配電損失の低減分は、発電電力の抑制分と置き換えが可能であるため、CO₂排出削減分として評価することができる。

配電損失は、配電系統に設置されている非常に多くの開閉器の開閉状態を決定して、配電線を通る電流を制御し、配電損失が最小となる系統構成（配電損失最小構成）を採用することで低減できる。これまで、配電損失最小構成を決定するための計算手法の提案に関する研究は、国内外で20年程前からなされている^{(10)~(21)}。しかしながら、国内の電力会社の配電系統規模で、配電損失最小構成の採用により低減された配電損失分が、年間でどれくらいのCO₂排出削減につながるのか、負荷地域（繁華街、工業地域、住宅地域、ならびに郊外地域など）や時間帯により、そのCO₂排出削減量はどの程度異なるのかといった定量的な評価は未だなされていない。ただし、国内最大規模の配電系統では、

* 福井大学大学院工学研究科電気・電子工学専攻

〒910-8507 福井市文京 3-9-1

Graduate School of Electrical and Electronics Engineering,
University of Fukui

3-9-1, Bunkyo, Fukui 910-8507

** 岐阜工業高等専門学校 電気情報工学科

〒501-0495 本巣市上真桑 2236-2

Dept. of Electrical and Computer Engineering, Gifu National College
of Technology

2236-2, Kamimakuwa, Motosu 501-0495

高圧配電線数が約 19,000 回線も存在し、開閉器数も数万個に達するため、高圧配電線の区間負荷データを年間 8,760 時間分使用して、年間配電損失低減分を正確に算出することは、配電損失最小構成決定手法の計算能力の限界やデータ処理数の膨大さから現実的ではない。例えば、1,000 個の開閉器を有する配電系統では、単純に考えた場合、開閉器のオンオフ 2 通りの組合せにより選択可能な構成候補数は $2^{1,000}$ ($\approx 1.07 \times 10^{301}$) になる。これは、1 つの構成候補の配電損失を 10^{-10} 秒で計算したとしても、全ての候補を評価するには約 3.40×10^{283} 年もの時間を要することを意味する。したがって、配電損失最小化による CO_2 排出削減量を算出するには、配電損失最小構成を効率良く決定し、配電損失低減分に基づく CO_2 排出削減量を簡易的に評価する方法が必要となる。

そこで、本論文では、一部の実データに基づいて構築した国内最大規模に相当する配電系統モデル (19,000 回線) で、配電損失最小化の前後において年間でどのくらいの CO_2 排出削減量があるのかを簡易的に評価する手法を提案し、その方法を用いて、 CO_2 排出削減効果を負荷期や負荷地域ごとに定量的に評価する。提案する簡易評価手法では、負荷地域を繁華街 (架空)、繁華街 (地中)、工業地域、住宅地域、ならびに郊外地域の 5 つに分類し、各負荷地域で配電損失最小構成を決定し、地域ごとに得られた配電損失低減分を合算することで、全エリアの配電損失低減分による CO_2 排出削減量を近似的に効率良く算出する。また、各負荷地域の日負荷データは、データの入手や管理の困難性を配慮して、重負荷期と軽負荷期の 2 つの代表データを使用し、年間の重・軽負荷期の日数で割り振っている。

以下、2 章では、配電損失最小化の前後における CO_2 排出削減効果を、簡易的に評価する方法について示す。また、3 章では、 CO_2 排出削減効果を評価するに際して構築した 19,000 回線配電系統モデルと、実際に評価した結果についてそれぞれ示す。

2. 配電損失最小化による年間 CO_2 排出削減量の評価手法

ここでいう配電損失最小化とは、6.6 kV 樹枝状配電系統に設置されている開閉器の開閉状態を確定し、日間配電損失が最小となる系統構成 (配電損失最小構成) を決定することである。現用の系統構成の年間配電損失からの低減分が配電損失最小化の効果となる。この年間配電損失低減分は発電電力の抑制分とみなせることから、これに換算係数を乗ずることで年間 CO_2 の排出削減量が得られる。しかしながら、実際に国内の電力会社が管理・運用する配電系統では、数千～数万回線もの配電線と開閉器が存在するため、地域や時間帯ごとに負荷データが異なるだけでなく、配電系統構成候補数が極めて膨大となる。したがって、現実的な視点から捉えると、日負荷データ処理の煩雑さ、配電系統構成候補数の膨大さを解消可能な簡易的な評価手法が必要となる。

そこで、本論文では、①配電損失最小化計算の簡易化と②負荷データ処理の簡易化に基づき、配電損失最小化の前後における CO_2 排出削減量を簡易評価する方法を提案する。提案する評価手法では、配電系統全体の配電損失最小構成を一括して決定するのではなく、配電系統全体を幾つかの負荷地域の集合体として捉え、各負荷地域の配電損失最小構成を個別に決定し、それらを全て結合した状態を配電系統全体の配電損失最小構成と見なすことで、配電損失最小化計算を簡易化している。また、分類された負荷地域ごとに代表的な負荷期の日負荷データ (24 時間分) と負荷期ごとの年間日数だけを用いて、負荷データの処理も簡易化している。具体的には、配電系統全体を繁華街 (架空)、繁華街 (地中)、工業地域、住宅地域、ならびに郊外地域という 5 種類の地域の集合体としてモデル化し、各地域の重負荷期と軽負荷期の日負荷データをそれぞれ用意する。次に、分割した地域別と負荷期別に日間配電損失が最小となる系統構成を決定して日間配電損失を算出した上で、現用構成の日間配電損失から差し引くことで地域ごとの各負荷期の日間配電損失低減分を算出する。さらに、各負荷期の年間に占める日数を乗じた上でそれらを全て足し合わせて、配電系統全体の年間配電損失低減量を求め、これを CO_2 排出削減量の削減効果に換算する方針を採っている。

以下では、評価の手順について、式やイメージ図を交えながら説明する。

【手順 1】 配電系統の負荷地域による分割

配電系統全体を、繁華街 (架空)、繁華街 (地中)、工業地域、住宅地域、ならびに郊外地域の 5 つの種類の負荷地域からなる集合体として捉えて、負荷地域の切り口で配電系統を複数の小規模系統に分割する。さらに各分割系統のトポロジーデータと線路インピーダンスデータを与える。図 1 に、配電系統を負荷地域の切り口で 5 つに分割 (1～5) し、さらにそれらを 4 つの小規模系統 (①～④) に分割した場合のイメージを示す。

【手順 2】 重負荷期と軽負荷期の日負荷データ入力

各負荷地域の重負荷期と軽負荷期の 1 時間毎の日負荷データ 24 時間分を、手順 1 で分類した各負荷地域の各配電線区間に割り当てる。繁華街地域の日負荷データの入力のイメージを図 2 に示す。結果として、各負荷地域が、重負荷期と軽負荷期の 2 種類の日負荷データ (時間帯別) を所有することになる。

【手順 3】 各負荷地域の日間配電損失最小構成の決定

各負荷地域において、各種運用制約 (適正電圧制約、線路電流容量制約、放射状構成制約) を満足する日間配電損失が最小となる系統構成 (すべての開閉器の開閉状態) を算出する。この算出については、配電損失最小構成決定問題を、実用的な計算時間内で解くことができる規模の 0-1 整数計画問題に置き換えてから、効率の列挙法である ROBDD に基づいて解く手法⁽²¹⁾を用いている。なお、手法の詳細については文献 (21) を参照されたい。

図1 負荷地域による配電系統分割のイメージ

Fig. 1. Image of classified distribution system by load area.

図2 繁華街（地中）の日負荷データ入力イメージ

Fig. 2. Image of input daily load of downtown area (Underground).

[手順4] 重負荷期と軽負荷期の年間日数の入力

重負荷期の年間日数 DAY_{Heavy} と軽負荷期の年間日数 DAY_{Light} という2つの代表データを用いて、1年間 (=365日) における各負荷期の日数を(1)式により与える。

$$DAY_{Heavy} + DAY_{Light} = 365 \quad \dots\dots\dots (1)$$

ただし、 DAY_{Heavy} 、 DAY_{Light} ：重負荷期および軽負荷期の日数 [days/year]

[手順5] 各負荷地域の年間損失量の計算

各地域の小規模系統の日間配電損失最小構成において、重負荷期と軽負荷期の各日数をもとに年間の配電損失 $LOSS_{Area,Part,Year}$ を(1)式と(2)式から算出する。次に、小規模系統の配電線数と負荷地域全体の配電線数をもとに、

各負荷地域の年間損失量 $LOSS_{Area,Year}$ を(3)式から算出する。 $LOSS_{Area,Year}^{(conventional)}$ については、現用構成(配電損失最小構成決定手法を適用していない状態)に対して、同様の手順で(1)~(3)式より算出する。

$$LOSS_{Area,Part,Year} = DAY_{Heavy} \times \sum_{t=1}^{24} loss_{Area,Part,Heavy}^{(t)} + DAY_{Light} \times \sum_{t=1}^{24} loss_{Area,Part,Light}^{(t)} \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$LOSS_{Area,Year} = Nline_{Area} \times \sum_{Part \in Set_{Area}} \frac{LOSS_{Area,Part,Year}}{Nline_{Area,Part}} \quad \dots\dots\dots (3)$$

ただし、 $LOSS_{Area,Part,Heavy}$ 、 $LOSS_{Area,Part,Light}$ ：地域 $Area$ 内の小規模系統 $Part$ における重負荷期、ならびに軽負荷期の配電損失 [kWh]、 $Nline_{Area}$ ：地域 $Area$ の全配電線数、 $Nline_{Area,Part}$ ：地域 $Area$ 内の小規模系統 $Part$ の全配電線数、 Set_{Area} ：地域 $Area$ を構成する小規模系統の集合

[手順6] 現用構成からの年間配電損失の低減分の計算

手順5により算出した各負荷地域の年間配電損失量を、全ての地域で足し合わせて、配電系統全体の年間の配電損失 $LOSS_{Year}$ を(4)式より算出する。 $LOSS_{Year}^{(conventional)}$ についても、現用構成に対して(4)式を同様に計算することで算出し、現用構成の年間配電損失からの低減分 $\Delta LOSS_{Year}$ を(5)式より計算する。

$$LOSS_{Year} = \sum_{Area=1}^5 LOSS_{Area,Year} \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$\Delta LOSS_{Year} = LOSS_{Year}^{(conventional)} - LOSS_{Year}^{(optimal)} \quad \dots\dots (5)$$

ただし、 $LOSS_{Year}^{(conventional)}$ [kWh/year]：現用構成で運用した場合の年間配電損失、 $LOSS_{Year}^{(optimal)}$ [kWh/year]：配電損失最小構成で運用した場合の年間配電損失

[手順7] 損失最小化で得られる年間 CO₂ 排出削減量の評価

現用構成の年間配電損失からの削減分を年間 CO₂ 排出削減量として(6)式より換算した後、年間配電損失削減率1%あたりの年間 CO₂ 排出削減効果 [kg/year%] を CO₂ 排出削減効果指標 $INDEX_{CO_2}$ として(7)式より算出する。

$$\Delta CO_{2,Year} = \alpha \times \Delta LOSS_{Year} \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$INDEX_{CO_2} = \frac{LOSS_{Year}^{(conventional)}}{\Delta LOSS_{Year} \times 100} \Delta CO_{2,Year} \quad \dots\dots\dots (7)$$

ただし、 $\Delta CO_{2,Year}$ ：配電損失最小化で得られる年間 CO₂ 排出削減量、 α ：配電損失を CO₂ 排出量に換算するための係数

3. 国内最大規模の配電システムでの配電損失最小化による CO₂ 排出削減量の評価

本章では、国内最大規模の 19,000 回線で構成される配電システムにおいて、配電損失最小化を実施することでどの程度の CO₂ 排出量の削減が期待できるのかを、2 章で示した簡易方法を用いて評価する。以下、〈3・1〉節では、一部の実データに基づいて構築した、国内最大規模に相当する 19,000 回線で構成される配電システムモデル（19,000 回線配電システムモデル）について説明する。〈3・2〉節では、構築した 19,000 回線配電システムモデルに、提案する簡易評価方法を適用して得られた CO₂ 排出削減量について述べる。

〈3・1〉 19,000 回線配電システムモデル 配電損失の最小化による CO₂ 排出削減効果の評価を行うために、国内最大供給規模に相当する 19,000 回線配電システムのモデルを構築した。構築した 19,000 回線配電システムモデルのデータを表 1 に示す。表 1 に示すように、構築した配電システムモデルは、繁華街（架空）、繁華街（地中）、工業地域、住宅地域、および郊外地域の 5 種類の地域の集合体であり、19,000 フィーダ、開閉器 95,358 個、負荷区間 73,849 区間で構成されている。ただし、19,000 回線分の配電ネットワークのトポロジーデータは所有していないため、図 3 で示す現用の繁華街（地中）システムデータ（配電用変電所数：3、開閉器数：266）を、19,000 回線になるまで結合させることで構築した。具体的には、まず、図 3 の 53 回線モデルの線路長を、各負荷地域（繁華街（架空）、工業地域、住宅地域、郊外地域）の地理的特徴に合わせて変更した上で、各負荷地域の線路インピーダンスデータ、重負荷期と軽負荷期の時間帯別日負荷データを与えて、各負荷地域を構築する際の基準となる 5 種類のモデルを作成した。さらに、全体の需要構成比に基づいてこれらのモデルを結合することにより 19,000 回線の配電システムモデルを構築した。各負荷地域の重・軽負荷期の日負荷データや線路インピーダンスデータには、実績に基づいた代表値を使用している。また、需要構成比は、①住宅地域、②繁華街（架空）、③繁華街（地中）、④郊外地域、⑤工業地域の順序で小さくなっている。なお、各負荷地域の需要構成比、回線数、線路長の詳細なデータについては、情報管理の都合上、記述を控えさせて頂く。以上をまとめ、図 4 に、19,000 回線配電システムモデル作成のフローを示す。

繁華街（架空）、繁華街（地中）、工業地域、住宅地域、郊外地域のあるフィーダの重負荷期、ならびに軽負荷期の日負荷データの例を図 5(a)～(d) にそれぞれ示す。図 5 では、ピーク負荷時（14 時）を 1.0 として、各時間帯における負荷の比率を表現している。繁華街に関しては、架空と地中のいずれのモデルに対しても同じ日負荷データを用いる。負荷期の日数については、重負荷期の日数を 6 ヶ月から土、日、祝日、盆、正月を差し引いた 110 日とし、軽負荷期の日数は 1 年の 365 日から重負荷期日数である 110 日を差し引いた 255 日とした。

表 1 19,000 回線配電システムモデルのデータ

Table 1. Model data of 19,000 feeders distribution system model.

Total number of distribution feeders	19,000 feeders
Total number of switches	95,358 switches
Total number of load sections	73,849 sections
Total number of configuration candidates	$2^{95,358}$ ($\approx 4.15 \times 10^{28,705}$)
Type of load areas	Downtown area (Overhead)
	Downtown area (Underground)
	Industrial area
	Residential area
	Rural area
Days of heavy load period	110 days/year
Days of light load period	255 days/year
Total annual load of model	3.81×10^{10} kWh/year
Total annual distribution loss of conventional configuration	6.01×10^8 kWh/year

図 3 繁華街（地中）モデル（重負荷期の現用構成）

Fig.3. Underground downtown area model (conventional configuration in heavy load period).

年間総負荷は約 3.81×10^{10} kWh であり、現用構成で運用した場合の年間総配電損失は、年間総負荷の約 1.58% に相当する 600,948,258 kWh であった。

〈3・2〉 配電損失最小化により得られる CO₂ 排出削減量の評価結果 〈3・1〉節でモデル化した 19,000 回線配電システムモデルにおいて、2 章で示した手順に従って評価した年間配電損失低減量と年間 CO₂ 排出削減量の結果を表 2 に示す。ただし、(5) 式の CO₂ 換算係数 α には、文献 (2) に記載されている 0.555 [kg/kWh] を用いた。

この評価結果に基づく、重負荷期の日数が軽負荷期の約 0.43 倍であるのに対して、重負荷期の損失削減効果が軽負荷期の約 2.99 倍となり、効果的であることが確認できる。配電損失 1% 削減した場合の CO₂ 排出削減効果指標 INDEX_{CO₂} は 3,335,263 [kg/year%] となり、国内最大規模に相当する配電システムにおいて、配電損失最小化により得ら

図 4 19,000 回線配電システムモデルの作成フロー

Fig. 4. Making flow of 19,000 feeders model.

図 5 各地域の日負荷の変動

Fig. 5. Fluctuations of dairy load data of each area.

表 2 配電損失最小化による年間配電損失低減量と年間 CO₂ 排出削減量の評価結果Table 2. Reduced annual loss and CO₂ emissions obtained by loss minimum optimization.

	Conventional configuration		Optimal configuration		Reduced value	
	Heavy load period	Light load period	Heavy load period	Light load period	Heavy load period	Light load period
Annual distribution loss [kWh/year]	401,001,850	199,946,408	347,194,282	181,973,236	53,807,568	17,973,172
	600,948,258		529,167,518		71,780,740	
Annual CO ₂ emissions [kg/year]	222,556,027	110,970,256	192,692,897	100,995,145	29,863,200	9,975,111
	333,526,283		293,687,972		39,838,311	
Ratio[%]	100.00		88.06		11.94

図 6 配電損失最小化による年間 CO₂ 排出削減量に占める負荷期別の各負荷地域の割合Fig. 6. Ratio of reduced CO₂ emissions for each area and period.

れた配電損失最小構成を採用した場合には、現用構成を採用した場合と比較して、年間で約 3,984 万 kg の CO₂ 排出量削減、すなわち 11.94% の CO₂ 排出削減効果が期待できることになる。この評価結果を用いた場合、我が国の最大規模の配電システムの配電損失最小化を実施することで、京都議定書に記されている我が国の CO₂ 排出削減目標値 (1990 年の CO₂ 排出量である 12 億 6,100 万 t の 6% である約 7,600 万 t) の約 0.052% に相当する効果が期待できることになる。

さらに、負荷地域の違いが、配電損失最小化による CO₂ 排出削減効果にどう影響を与えるのかを見るために、配電システム全体に占める各負荷地域の負荷期別の CO₂ 排出削減量の割合を図 6 に示す。

〈3・1〉節で述べたように、需要構成比は、①住宅地域、②繁華街 (架空)、③繁華街 (地中)、④郊外地域、⑤工業地域の順序で小さいが、各地域の年間 CO₂ 排出削減量の全体に占める割合は、図 6 に示すように、①住宅地域、②郊外地域、③繁華街 (架空)、④繁華街 (地中)、⑤工業地域の順序で小さくなっていることがわかる。

表3 配電損失最小化による一日あたりの
CO₂ 排出削減量

Table 3. Daily CO₂ emissions reduced by loss minimization.

			Reduced value	
			[kg/day]	[%/day]
Heavy load period	Downtown area	Overhead	13,193	4.2
		Underground	10,487	3.4
	Industrial area		7,569	2.4
	Residential area		161,428	52.0
	Rural area		78,807	25.3
	Total (Heavy load period)		271,484	87.3
Light load period	Downtown area	Overhead	2,677	0.9
		Underground	2,141	0.7
	Industrial area		1,442	0.5
	Residential area		15,160	4.9
	Rural area		17,718	5.7
	Total (Light load period)		39,118	12.7
Total Value			310,602	100

住宅地域での配電損失最小化における CO₂ 排出削減量の全体に対する割合は、重負荷期の場合は 44.6%，軽負荷期の場合は 9.7% となり、年間を通して考えた場合には全体の 50% 以上を占めている。これは、住宅地域は配電系統全体に占める割合が多いという、我が国の特徴を反映した結果であると考えられる。また、郊外地域においては、需要構成比は高くないにもかかわらず、年間 CO₂ 排出削減量の全体に占める割合は 30% 以上（重負荷期：21.8%，軽負荷期：11.3%）と、住宅地域に次いで高い。これは、繁華街などの過密地域に比べ、配電線の線路こう長が長いことが要因であると考えられる。

以上より、住宅地域や郊外地域の配電損失を最小化することが、CO₂ 排出量の削減に効果的であると考えられる。

一方、負荷期や時間帯の違いが、配電損失最小化による CO₂ 排出削減効果にどう影響を与えるのかを見るために、重負荷期と軽負荷期の一日当たりの CO₂ 排出削減量を表 3 にまとめ、その時間推移について図 7 の (a) と (b) にそれぞれ示す。表 3 と図 7 より、重負荷期の CO₂ 排出削減量は、軽負荷期と比較してかなり大きいことが分かる。それぞれのピーク負荷の時間帯を比較しても、重負荷期の CO₂ 排出削減量は軽負荷期の約 7 倍にもなっている。このことは、重負荷期の日数（110 日）が軽負荷期の日数（255 日）の半分以下であっても、重負荷期の配電損失を最小化する方が CO₂ 排出削減に効果的であることを示している。

なお、配電損失最小化がどのように行われたのかが理解しやすいように、図 3 に示した重負荷期の繁華街（地中）の配電損失最小構成を決定した結果を図 8 に示す。図 8 の楕円で囲んだ箇所は図 3 の現用構成での開閉状態からの変更箇所を示している。これより、重負荷期の繁華街（地中）では、図 3 の現用構成から 17 組（34 箇所）の開閉器を切り替えることで、配電損失最小構成に移行可能であることが確認できる。また、日間配電損失については、現用構成では 4,379 kWh であったのに対して、配電損失最小構成で

図 7 配電損失最小化による一日あたりの
CO₂ 排出削減量の時間推移

Fig. 7. Daily CO₂ emissions reduced by loss minimization.

図 8 重負荷期の繁華街（地中）における
配電損失最小構成

Fig. 8. Loss minimum configuration of downtown area (underground) in heavy load period.

は 3,985 kWh となり、開閉器 34 箇所を変更することで、8.99% の削減効果が見込めるという結果が得られた。

4. まとめ

本論文では、国内最大規模に相当する配電系統において、配電損失最小化の前後において年間でのどのくらいの CO₂ 排出削減効果が期待できるのかを評価するために、簡易的な評

価方法を提案し、一部の実データに基づいて構築した 19,000 回線配電システムモデル上で、配電損失最小化による CO₂ 排出削減効果を、負荷地域や時間帯ごとに定量的に評価した。その評価結果より、19,000 回線の配電システムにおいて配電損失最小構成による運用を行った場合、現用構成と比べて年間での配電損失低減量が約 7,178 万 kWh となり、約 3,984 万 kg の年間 CO₂ 排出削減が見込めることを示した。この評価結果を用いた場合、我が国の最大規模の配電システムの配電損失最小化を実施することで、京都議定書での我が国の CO₂ 排出削減目標値（1990 年の CO₂ 排出量である 12 億 6,100 万 t の 6%である約 7,600 万 t）の約 0.052%に相当する効果が 1 年間に期待できるという結果が得られた。また、配電損失最小化による CO₂ 排出削減効果は、重負荷期の住宅地域と郊外地域が大きいことが確認できた。

なお、本研究は、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO 技術開発機構）からの平成 16 年度産業技術研究助成事業の助成を受けて実施した。

最後に、本研究を行うにあたり、線路データ、日負荷曲線等のデータを御提供頂いた東京電力（株）配電部様に、感謝の意を表する。

（平成 19 年 1 月 9 日受付，平成 19 年 6 月 4 日再受付）

文 献

- (1) 環境省ホームページ：http://www.env.go.jp/
- (2) 平成 18 年度公布「地球温暖化対策の推進に関する法律施行令」
- (3) S. Oke, Y. Kemmoku, H. Takikawa, and T. Sakakibara: "Influence of System Operation Method on CO₂ Emissions of PV/Solar Heat/Cogeneration System", *IEEJ Trans. PE*, Vol. 125, No. 10, pp. 930–938 (2005-10) (in Japanese)
桶慎一郎・見目喜重・滝川浩史・榎原建樹：「太陽光・熱/コージェネシステムの CO₂ 排出量に与えるシステム運転法の影響」, 電学論 B, **125**, 10, pp. 930–938 (2005-10)
- (4) H. Asano, M. Takahashi, and E. Imamura: "An analysis of Energy Efficiency and CO₂ Impacts of Various Energy Systems in the Energy Chain Model", *Proceedings of the Twelfth Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan*, Vol. B, pp. 419–420 (2003)
浅野浩志・高橋雅一・今村栄一：「エネルギーチェーンから見たコージェネレーション等各種エネルギーシステムのエネルギー効率・CO₂ 影響緩和効果の分析」, 平成 15 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp. 419–420 (2003)
- (5) H. Aki, S. Yamamoto, J. Kondoh, A. Murata, I. Ishii, and T. Maeda: "Analyses on Cost Reduction and CO₂ Mitigation by Penetration on Fuel Cells to Residential Houses", *IEEJ Trans. PE*, Vol. 124, No. 3, pp. 431–439 (2004-3) (in Japanese)
安芸裕久・山本重夫・近藤潤次・村田晃伸・石井 格・前田哲彦：「住宅への燃料電池普及進捗および費用低減と CO₂ 排出削減に関する分析」, 電学論 B, **124**, 3, pp. 431–439 (2004-3)
- (6) Y. Makino, T. Kato, and Y. Suzuoki: "Potential of Reduction in CO₂ Emission by Biomass Power Generation with Thinning Residues", *IEEJ Trans. PE*, Vol. 127, No. 1, pp. 201–207 (2007-1) (in Japanese)
牧野陽祐・加藤丈佳・鈴置保雄：「間伐残材を利用したバイオマス発電による CO₂ 排出削減の可能性」, 電学論 B, **127**, 1, pp. 201–207 (2007-1)
- (7) http://www.fepc.or.jp/news/kaiken/200609.pdf
- (8) 例えば、東京電力（株）ホームページ：URL: http://www.tepco.co.jp/csr/index-j.html
- (9) H. Asano, M. Takahashi, and K. Nishio: "Impacts of Large-scale Penetration of Distributed Generation on CO₂ Emission in Japan", *The Papers of Joint Technical Meeting on Power Engineering and Power Systems Engineering, IEE Japan*, PE-06-100, PSE-06-100 (2006) (in Japanese)
浅野浩志・高橋雅一・西尾健一郎：「分散型電源普及による需給両面における CO₂ 排出変化の分析」, 電力技術・電力システム技術合同研究, PE-06-100, PSE-06-100 (2006)
- (10) C.C. Liu, S.J. Lee, and S.S. Venkata: "An Expert System Operational Aid for Restoration and Loss Reduction of Distribution Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 3, pp. 619–626 (1988)
- (11) K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, and T. Ishihara: "Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-configuration", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 7, No. 3, pp. 1044–1050 (1992)
- (12) J.-C. Wang, H.-D. Chiang, and G.R. Darling: "An efficient algorithm for real-time network reconfiguration in large scale unbalanced distribution systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 1, pp. 511–517 (1996)
- (13) R. Taleski and D. Rajcic: "Distribution network reconfiguration for energy loss reduction", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 12, No. 1, pp. 398–406 (1997)
- (14) T.E. McDermott, I. Drezga, and R.P. Broadwater: "A heuristic nonlinear constructive method for distribution system reconfiguration", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 14, No. 2, pp. 478–483 (1999)
- (15) Y. Hayashi, J. Matsuki, and H. Takano: "Determination Method for Loss-minimum Distribution System Configuration Considering Disconnecting Disconnection of Installed Dispersed Generators", *T. IEE Japan*, Vol. 122-B, No. 12, pp. 1376–1383 (2002-1) (in Japanese)
林 泰弘・松木純也・高野浩貴：「分散型電源の n-1 解列を考慮した配電損失最小構成の決定手法」, 電学論 B, **122**, 1, pp. 1376–1383 (2002-1)
- (16) Y. Mishima, K. Nara, T. Sato, T. Ito, and H. Kaneda: "Method for Loss Minimum Re-configuration Problem of Distribution System by Tabu Search", *IEEJ Trans. PE*, Vol. 123, No. 10, pp. 1149–1155 (2003-10) (in Japanese)
三島裕樹・奈良宏一・佐藤泰司・伊藤孝充・金田裕敏：「配電システム損失最小化問題のタブー探索を用いた解法」, 電学論 B, **123**, 10, pp. 1149–1155 (2003-10)
- (17) V. Parad, J.A. Ferland, M. Arias, and K. Daniels: "Optimization of Electrical Distribution Feeders Using Simulated Annealing", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 19, No. 3, pp. 1135–1141 (2003)
- (18) Y.-T. Hsiao: "Multiobjective evolution programming method for feeder re-configuration", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 1, pp. 594–599 (2004)
- (19) Y. Hayashi and J. Matsuki: "Loss Minimum Configuration of Distribution System Considering N-1 Security of Dispersed Generators", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 1, pp. 636–642 (2004)
- (20) A.C.B. Delbem, A.C.Pd.L.F. de Carvalho, and N.G. Bretas: "Main chain representation for evolutionary algorithms applied to distribution system re-configuration", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 20, No. 1, pp. 425–436 (2005)
- (21) Y. Hayashi, J. Matsuki, S. Ishikawa, H. Takano, E. Muto, and N. Kobayashi: "Determination Method of Loss-Minimum Configuration with Mathematical Optimality in a Three Sectionalized and of Three Connected Distribution Feeder Network", *IEEJ Trans. PE*, Vol. 126, No. 5, pp. 516–524 (2006-5) (in Japanese)
林 泰弘・松木純也・石川伸二・高野浩貴・武藤英司・小林直樹：「数理的最適性が保証された 3 分割 3 連系配電損失最小構成の決定手法」, 電学論 B, **126**, 5, pp. 516–524 (2006-5)

林 泰 弘（上級会員） 1967 年 1 月 5 日生。1991 年早稲田大学大学院理工学研究科修士課程修了。1994 年同大学大学院理工学研究科博士課程修了。同年 4 月より茨城大学工学部システム工学科助手，1997 年 4 月より同学科講師，2000 年 4 月より福井大学工学部電気・電子工学科助教授。現在同大学院工学研究科電気・電子工学専攻准教授。博士（工学）。主として、電力システムの計画・運用の高度化、分散型電源と配電システムの協調運用に関する研究に従事。日本 OR 学会、電気設備学会、IEEE 会員。

高 野 浩 貴（正員） 1979 年 3 月 10 日生。2003 年福井大学大学院工学研究科電子工学専攻博士前期課程修了。2006 年福井大学大学院工学研究科システム設計工学専攻博士後期課程修了。同年 4 月より岐阜工業高等専門学校電気情報工学科助手。現在同学科助教。博士（工学）。主として、配電システムの計画・運用の高度化に関する研究に従事。

松 木 純 也（上級会員） 1946 年 12 月 21 日生。1971 年京都大学大学院工学研究科修士課程電気工学専攻修了。1984 年 10 月同大学工学部講師。1998 年 4 月より福井大学工学部電子工学科教授。現在同大学院工学研究科電気・電子工学専攻教授。博士（工学）。主として、同期発電機の特性解析、電力システムの安定度、潮流制御、電力システムの高度化などの研究に従事。システム制御情報学会、電気設備学会、IEEE 会員。

横 山 昌 央（学生員） 1983 年 5 月 8 日生。2006 年福井大学工学部電気・電子工学科卒業。同年 4 月より福井大学大学院工学研究科博士前期課程電気・電子工学専攻入学，現在に至る。主として、配電系統構成の最適化に関する研究に従事。