停電コストを考慮した確率的火力発電機起動停止計画法

学生員 井 口 傑 (北見工業大学)

正 員 仲 村 宏 一 (北見工業大学)

正 員 山 城 迪 (北見工業大学)

A New Stochastic Approach to Thermal Unit Commitment Scheduling
Taking Into Account Power Interruption CostMasaru IGUCHI, Student Member, Koichi NAKAMURA, Member, Susumu YAMASHIRO, Member
(Kitami Institute of Technology)

In recent year, under the deregulation of power industry, the independent power producers (IPP) have been entering into the power generation sector and the number of IPP will increase more and more in the future. In this circumstance, we must consider the issue of how to estimate and to secure the reliability of a power system under uncertainty. Therefore, the unit commitment schedule with an appropriate spinning reserve taking into account uncertainties will be a key subject in the economic estimation of power system operation.

In this paper, we report a solution technique with a new objective function for the unit commitment problem considering a power interruption cost which is expected to be able to evaluate the reliability in term of economy. In the proposed algorithm, the decision space is separated into two phases, a virtual scenario part in which the generator outage and the demand forecasting error are included, and an actual unit commitment part. An optimization algorithm of a stochastic approach using this decision space is developed and numerical results indicate that the value of the objective function can be reduced significantly compared with the deterministic model.

キーワード : 起動停止計画、運転コスト、停電コスト、発電機事故、負荷予測誤差、供給信頼度

1. はじめに

火力機起動停止計画問題(以下、UC問題)は電力系統運用計画の中でも重要な問題の一つである。これまでに、UC問題は考察期間にわたり各種の制約条件を満足し、かつ発電機運転コストを最小にする、いわゆる組合せ最適化問題として定義されてきた。その際、電力系統の供給信頼性を維持するために、様々な運用条件を考慮する必要があるが、多くの論文では所定の運転予備力を確保すること、すなわち、運転予備力制約を追加することにより供給信頼性を確保してきた。

一方、近年の電力産業規制緩和の進展に伴い、例えば、発電部門に独立系発電事業者(IPP)の参入が進んでおり、今後ますます、電気事業の構造的改革が進展していくものと予想される。このような新たな発電事業者の系統参入は、系統運用面からみれば新しい不確定要素が加わることとなり、従来以上に系統の供給信頼性の維持、評価が重要な問題になると考えられる。系統内の不確定要素を考慮したUC

問題は、これまでに文献(1)、(2)等で報告されてきた。これらの手法により決定されるUCは不確定な事象に対して柔軟に対応できる性格をもっているが、不確定要素が引き起こす供給信頼性の評価については言及されていない。一方で、電力自由化の新しい環境下における不確定要素を考慮したUC問題では、従来の火力機運転コストのみではなく、供給信頼性の経済的評価をも加味した計画決定が重要になるものと考えられる。

以上の考察から、本論文では、供給信頼性に対する経済評価指標の一つである停電コストを用いて、電力供給者側の発電コストと需要家側の停電コストを統合的に評価し、発電と停電の両コストから成る社会的コストを目的関数として提案する。つぎに、電力系統内の不確定事象に対処できる運用計画を決定するために、不確定要素として発電機事故停止および予測負荷誤差を想定したシナリオを複数用意し、これを確定的問題としたUCを求め、発電機の並列状態期待値を算定した後、発電機事故停止を確率的に考慮した提案目的関数を並列化変数を用いて最小化する確率論

的 UC 決定手法を提案する。

以下、第2章では、停電コストを考慮した新しい目的関数の定式化を述べる。第3章では、不確定要素を考慮しつつ目的関数を最小化する計画決定手法を述べる。第4章では、モデル系統を対象に、まず不確定要素として発電機事故停止、負荷予測誤差を想定したシナリオから発電機並列期待値を算定する。つぎに発電機事故停止を考慮した提案目的関数の算定および計画決定手法により、①発電機事故停止を考慮した提案手法と運転コストのみを対象とする従来手法との比較、②負荷予測誤差シナリオを確定的とした想定負荷に適用した場合についての提案および従来 UC の目的関数との比較、を行い提案手法の有効性について述べる。

2. 定式化

〈2・1〉 目的関数 従来の UC 問題は、目的関数を考察期間にわたる運転コスト（燃料コスト、起動コスト等）とし、様々な運用条件を満足し、かつこれを最小化する計画問題として定式化されてきた。さらに、供給信頼性を維持するために、例えば、所定の運転予備力を確保する制約条件等を追加してきた。

しかし、今後発電部門における IPP の参入が進展し、系統運用面での不確定要素が増加するものと考えられる。そこで、本論文では従来の運転コストによる経済性の考慮だけでなく、不確定要素に起因する供給信頼性を停電コストにより経済的に定量化し、これらを組み合わせたものを新たな目的関数として提案する。したがって、この目的関数は、電力供給者側の運転コストと需要家側の停電コストから成る社会的コストであり、これを最小化することにより、需要家側から要求される供給信頼性を満足し、かつ経済性をも満足しうる計画の決定が期待できる。なお、後述する現実問題（フェーズ2）においては、発電機事故停止による供給力不足によって生じる停電コストのみを考慮するものとする。

以下に（1）～（7）式に目的関数の定義を含む UC 問題の定式化を示す。ただし、記述を簡単にするために、発電機起動コストを省略してある。

$$TC = \sum_{t=1}^T \{FC(t) + IC(t)\} \dots\dots\dots (1)$$

$$FC(t) = \sum_{j=1}^J fc_j(t)u_j(t) \dots\dots\dots (2)$$

$$fc_j(t) = a_j p_j(t)^2 + b_j p_j(t) + c_j \dots\dots\dots (3)$$

$$u_j(t) = \begin{cases} 1, & \text{並列状態のとき} \\ 0, & \text{解列状態のとき} \end{cases} \dots\dots\dots (4)$$

$$IC(t) = \begin{cases} D \cdot E[IP], & d(t) > P_{\max} \text{ のとき} \\ 0, & d(t) \leq P_{\max} \text{ のとき} \end{cases} \dots\dots\dots (5)$$

$$E[IP(t)] = \sum_i \{d(t) - [P_{\max}(t) - P_{i,\max}]\} prob(i) \dots\dots\dots (6)$$

{i} 並列発電機 i が事故停止、 $d(t) > P_{\max}(t) - P_{i,\max} u_i(t)$

$$P_{\max}(t) = \sum_{j=1}^J P_{j,\max}(t)u_j(t) \dots\dots\dots (7)$$

ここで、

TC : 目的関数（社会的コスト） [円]

$FC(t)$: 時間 t の並列発電機群燃料コスト [円]

$fc_j(t)$: 第 j 発電機燃料コスト [円]

$p_j(t)$: 第 j 発電機出力 [MW]

$u_j(t)$: 第 j 発電機並列状態変数

$IC(t)$: 時間 t の停電コスト [円]

D : 停電コスト単価 [円/MWh]

$E[IP(t)]$: 供給支障電力量期待値 [MWh]

$P_{\max}(t)$: 並列発電機群最大可能出力 [MW]

$P_{j,\max}(t)$: 第 j 発電機最大出力 [MW]

$d(t)$: 需要負荷 [MW]

$prob(i)$: 第 i 発電機事故発生確率

T : 考察期間数

J : 対象発電機総数

〈2・2〉 制約条件 UC 問題の基本的な制約条件としては、需給バランス制約、発電機運転制約などの他に、供給信頼性を確保するために、運転予備力制約がある。しかし、本論文において提案する目的関数を用いる場合、経済性を満足させると同時に供給信頼性も確保されると期待できることから、後述の計画決定アルゴリズムのフェーズ2では運転予備力制約は考慮せず、制約条件としては以下のものとする。①需給バランス制約、②発電機出力上下限制約、③発電機最小運転・停止時間制約

3. 計画決定アルゴリズム

起動停止計画問題において、系統内の不確定事象を直接的に考慮した計画決定は、問題の複雑さから非常に困難であると考えられる。そこで、本論文では、従来の確定的問題は、文献(3)に基づき比較的容易に決定できるものと仮定し、計画決定空間を仮想空間（想定シナリオ）、現実空間の二つのフェーズに分けて現実 UC を決定するものとする。

また、現実 UC 問題の停電コストを含んだ目的関数を最小化するためには、運転コストの増加をできる限り抑え、停電コストの削減を進める必要がある。これは考察期間にわたり不確定要素を考慮して適切な運転予備力を確保することを意味する。ここで、運転予備力とは、系統に並列されていて、不測の事態に対して、発電し電力を送電することができる状態になっている種類の予備力である。不測の事態としては、発電機の事故停止、需要負荷の予測誤差、送電線事故等が考えられる。

したがって、本論文は、フェーズ1として、不測の事態を発電機事故停止および負荷予測誤差とし、それを想定した仮想シナリオを確定的問題として、各シナリオの不測の

事態に対処できる運転予備力を持つ仮想実行可能計画を求める。さらに、フェーズ2として、現実UCには、個々の不測の事態に対応した仮想UCを反映させるために、仮想UCの発電機並列状態変数とシナリオ生起確率から算定される並列状態の期待値を用いて現実UCを決定するものとする。

〈3・1〉 仮想起動停止計画 不確定要素を考慮したUC問題を直接決定することは非常に困難であり、計算量が膨大なものとなると考えられ、これまで多くの論文では、UC問題を確定的なものとして取り扱ってきた。本論文のフェーズ1においても、不確定要素を確定的に取り扱うため種々の想定シナリオに対する仮想UCを、文献(3)の手法を用いて決定するものとする。なお、この段階において、目的関数は停電コストを考慮せずに、従来の運転コストのみとし、制約条件は、需給バランス、発電機出力上下限、発電機最小運転・停止時間とする。なお、本フェーズは、想定される確定的状況下で運用計画を決定する際に、最低限の信頼性を確保するために、5%運転予備力制約を追加するものとする。

つぎに、各シナリオの発電機並列状態変数とシナリオ生起確率を用いて、発電機並列状態の期待値（以下、並列期待値）を以下の様に定義する。ここで、考察期間中、一度も並列されない発電機があり、その事故停止シナリオを考慮しないため、期待値の定義式の分母に $\sum_s prob(s)$ を加えている。なお、この値はより多くのシナリオ、あるいは生起確率が比較的高いシナリオにおいて、並列状態の発電機は、より1に近い値を取り、各シナリオにおける発電機並列状態を現実UCに反映させることが期待できる。

$$U_j(t) = \frac{\sum_s prob(s) u_j^s(t)}{\sum_s prob(s)} \dots\dots\dots (8)$$

ここで、

$U_j(t)$: 第 j 発電機並列期待値

$u_j^s(t)$: シナリオ s 第 j 発電機の並列状態変数

$prob(s)$: シナリオ s 生起確率

〈3・2〉 現実起動停止計画 現実UCを決定するために、並列期待値と現実問題の並列状態、あるいは並列状態を決定する値（以下、並列化変数） ν から、現実UCの並列状態を以下の(9)式のように決定するものとし、これを用いて現実UCにどの程度仮想UCを反映させるかを決定するものとする。

$$u_j(t) = \begin{cases} 0, & U_j(t) < \nu \text{ のとき} \\ 1, & U_j(t) > \nu \text{ のとき} \end{cases} \dots\dots\dots (9)$$

〈3・3〉 最適化手法 目的関数は並列化変数に対して離散的、かつ複雑な定式化となるため、従来の数計画法を適用することは困難であると考えられる。本論文では、現実UC問題の最適化変数である(9)式で定義した並列化変数の定義域 ($0 \leq \nu \leq 1$) と目的関数の形状を利用した、原始的であるが比較的簡単な探索を行い、現実UC問

題の最適計画を決定するものとする。以下に、並列化変数による最適化の概念図、仮想および現実UC問題決定アルゴリズムを図1、2に示す。

図2に示すように、計画決定アルゴリズムは大きく二つのフェーズ、仮想および現実問題最適化、から構成され以下の手順に従うものとする。

Step1; 不確定要素を想定したシナリオを仮想UC問題として生成する。

Step2; 仮想UC問題を確定的問題とし、文献(3)の繰返最適化手法により仮想UCを決定し、発電機の並列期待値を(8)式より算出する。

Step3; 想定シナリオを全て考慮したならば、Step4へ。そうでなければ、再びStep1へ。

Step4; 図1に示す並列化変数の定義域の端点 a 、 b とその中点 c から、探索範囲を二分し、それぞれ $D1$ 、 $D2$ と

図1 目的関数最適化概念図

Fig. 1. Schematic representation of optimizing objective function.

図2 計画決定アルゴリズム

Fig. 2. Decision algorithm of unit commitment schedule.

し、Step5へ。

Step5;各領域の中心点を探索点 $P1$ 、 $P2$ とし、Step6へ。

Step6;探索点 $P1$ 、 $P2$ における各UC計画を文献(3)の繰返最適化手法により決定し、発電機事故停止を確率的に考慮した停電コストおよび運転コストより目的関数 $TC(P1)$ 、 $TC(P2)$ を算出し、Step7へ。

Step7;探索終了条件は、探索範囲が十分に小さくなるまで、あるいは目的関数が収束するまでとし、条件を満足するならば、終了。満足しなければ、Step8へ。

Step8;目的関数 $TC(P1)$ 、 $TC(P2)$ を比較し、さらに改善が見込まれる領域の探索を進めるために、Step9、あるいはStep10へ。

Step9、10;領域の端点、中心点を更新し、再びStep5へ。

なお、Step5～10における並列化変数の最適化は、ある試算条件において、全発電機に対して同一とした場合に、実行可能解が得られないことがあるため、本手法では並列化変数最適化を以下のように二段に分け処理するものとする。

第1段 暫定計画の探索;並列化変数は全発電機に対して同一とし、さらに最小停止時間制約を緩和し、暫定計画を探索する。もし、この段階で実行可能計画が得られたならば、探索は終了。そうでなければ、第2段へ。

第2段 制約違反発電機の処理;発電機利用率による並列優先順位に従い⁽³⁾、暫定計画における制約違反の発電機ごとに並列化変数の最適化を第1段と同様に進め(他の発電機運用計画は固定)、制約条件を満足させるまで、探索を進める。

図3 火力機増分燃料コスト特性

Fig.3. Incremental fuel cost characteristic.

表1 負荷予測誤差想定シナリオ

Table 1. Load forecasting error scenarios.

シナリオ	負荷増加率 [%]							
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8
木曜日	0	15	15	15	15	10	10	10
金曜日	0	15	10	5	0	15	10	5
シナリオ	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16
木曜日	10	5	5	5	5	0	0	0
金曜日	0	15	10	5	0	15	10	5

図4 週間系統負荷

Fig.4. Weekly load demand pattern.

4. 試算例

モデル系統はそれぞれ図3、4に示す11台の火力機と週間系統負荷から成るものを用いる。不確定要素を想定したシナリオは、(1) 発電機一台事故停止、(2) (1)を含み、さらに負荷予測誤差を想定したものとする。前者の発生確率は全火力機同一の0.06%とし、後者の発生確率は16個のシナリオが一樣に起こるものとして、6.25%(1/16)とした。また、負荷予測誤差想定シナリオの負荷増加率を表1に示す。

同表は図4に示した負荷を基準とした場合の木・金曜日の時間帯に予測誤差が生じたときの負荷増加率を示しており、例えば、シナリオS3はそれぞれ木・金曜日に基準比15%および基準比10%増加させた想定シナリオを表している。さらに、停電コスト単価は1361[円/kWh]の場合を想定する⁽⁴⁾。また、提案手法によるUCの優位性を検証するために、文献(3)の手法による5%運転予備力制約付UCを従来計画として比較に用いるものとする。

(1) 発電機一台事故停止の場合 不確定要素として、発電機一台事故停止を想定した場合の試算結果について考察を行う。図5、6に図2のStep5～10における現実UC問題での第1段の最適化過程における並列化変数と目的関数との関係を示す。なお、第1段においては、最小停止時間制約を緩和している。

図5、6に示すように、目的関数が並列化変数に関して非

図5 第1段最適化における全探索領域

Fig.5. Whole searching domain at first step of optimization.

図 6 第 1 段階最適化における最適計画近傍領域
Fig. 6. Searching domain in the neighborhood of optimal schedule at first step of optimization.

常に小さな範囲において、下に凸であることがわかり、この範囲に最適解が存在している可能性がある。なお、本試算例において、目的関数が非常に小さな並列化変数値に関して変化し、後に一定となる理由は、発電事故停止確率および運転コストに占める停電コストの割合が小さいためによると考えられる。

本試算例では、第 1 段階の暫定計画の探索において得られた計画には、制約違反の発電機がなかったため、現実問題最適化は第 1 段階のみである。本論文ではこの実行可能計画を提案手法の最適計画として以下の議論を進める。

図 7 に従来計画と最適計画の燃料コスト、起動コストおよび停電コストの比較を示す。なお、括弧内は従来計画との比較増減値%表示である。同図から最適計画は従来計画に比べ燃料コストおよび起動コスト、すなわち、運転コストが増加していることが分かる。このときの燃料コストおよび起動コストの増加率は、それぞれ従来比約 2% および 5% である。

しかし、停電コストは従来比約 41% と非常に減少している。さらに、目的関数は約 0.9% 減少している。これより最適計画は従来計画に比べて若干運転コストが増加しているが、十分に停電コストを削減、すなわち信頼性が向上し、さらに目的関数が低く抑えられた計画であるといえる。つぎに発電機並解列状態および運転予備率の比較を行う。

図 8、9 に、それぞれ従来計画および最適計画の発電機並解列状態、運転予備率 (SR) および停電コスト (IC) を示

図 7 経済性比較

Fig. 7. Economic comparison between conventional schedule and optimal one.

す。なお、第 8~11 号機は考察期間中一度も起動していないため、記述を省略してある。同図から最適計画は従来計画に比べ全発電機の並列時間が延長されており、特に、第 7 号機に関しては最適計画においてのみ並列されている。このことは考察期間中週間負荷ピークに該当する木曜日、すなわち、従来計画において比較的高い停電コストの期間に、運転予備力を十分に確保することにより、停電コストの削減に大いに貢献していることが分かる。

図 8 従来起動停止計画の並解列状態および運転予備率と停電コスト

Fig. 8. Unit commitment, spinning reserve and interruption cost of conventional schedule.

図 9 最適起動停止計画の並解列状態および運転予備率と停電コスト

Fig. 9. Unit commitment, spinning reserve and interruption cost of optimal schedule.

表 2 負荷予測誤差想定シナリオに対する従来計画法および提案計画法の目的関数値

Table 2. Values of objective function of conventional method and proposed one for each load forecasting error scenario.

従来	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	E	D	%
1	793	2391	2133	2014	2006	1514	1256	1136	1128	1191	933	814	805	1179	921	802	1314	501.9	61.8
2	789	841	833	825	819	829	821	814	808	820	812	804	798	811	803	796	814	2.3	0.3
3	788	842	833	824	817	831	822	813	806	821	812	804	796	813	803	795	814	2.1	0.3
4	787	880	834	825	817	869	823	813	805	860	813	804	796	851	804	795	824	11.9	1.5
5	788	1203	945	826	818	1192	934	815	807	1182	924	805	797	1174	916	797	933	121.2	14.9
6	789	842	834	826	820	830	822	815	808	820	812	805	798	811	803	796	814	2.9	0.4
7	788	843	834	826	818	831	822	814	807	821	812	804	797	813	803	795	814	2.6	0.3
8	787	881	835	826	818	870	823	814	806	860	813	804	796	851	804	795	824	12.4	1.5
9	788	1205	947	828	819	1193	935	816	807	1183	925	806	797	1174	916	797	933	121.8	15.0
10	790	980	972	964	958	832	824	816	810	822	814	806	800	812	804	797	850	38.4	4.7
11	789	981	972	964	956	833	824	816	808	823	814	805	798	814	804	796	850	38.2	4.7
12	788	1020	973	964	956	872	825	816	808	861	815	806	797	852	805	796	860	48.0	5.9
13	789	1343	1085	966	957	1195	937	818	809	1184	926	807	799	1175	917	798	969	157.4	19.4
14	794	2028	2020	2013	2006	1151	1143	1135	1129	829	820	813	807	816	808	801	1195	383.1	47.2
15	793	2030	2020	2012	2005	1152	1143	1134	1127	830	820	812	805	818	808	800	1194	382.7	47.1
16	792	2068	2021	2012	2004	1190	1144	1135	1127	868	821	812	804	856	809	800	1204	392.5	48.4
提案	786	839	831	822	815	828	819	811	804	819	810	802	794	810	801	793	812	0	0

図 10 従来計画法および提案計画法の目的関数期待値の内訳

Fig. 10. Details of expected values of objective function of conventional and optimal schedule.

このような理由から、最適計画は、運転コストが従来計画に比べ増加すると考えられるが、一方、運転予備率を比較的多く確保するため、停電コストが考察期間にわたり十分削減される傾向が見られる。ただし、適用する系統により停電コスト単価が変化すると考えられるので、本試算例が一般的な例であるとは限らない。

(2) 負荷予測誤差を考慮する場合 表 2 に、表 1 に示した負荷予測誤差シナリオをシナリオ S1, S2, ..., S16 (列に対応) とし、各シナリオに従来計画と本提案手法による計画を適用した場合 (行に対応) の目的関数値を示す。ここで、同表の第 1 列に示した従来計画は、その番号に対応したシナリオについて求めた停電コストを考慮しない場合の確定的計画であり、目的関数値はその計画を種々のシナリオに対して、適用した場合の値である。例えば、S1 と示された列の目的関数値は、各シナリオについて従来手法

により求めた 16 通りの確定的計画および提案手法による計画をシナリオ S1 に適用した結果である。

さらに、同表の E は従来計画および提案計画の目的関数期待値、D および % は提案計画の目的関数期待値を基準とした従来計画の目的関数期待値との差およびその % 表示を示したものである。

また、図 10 に、表 2 の目的関数期待値 E の内訳 (運転コスト + 停電コスト) を示す。

同表および同図から、負荷予測を比較的大きく想定した従来計画 2~4 および 6~8 は運転予備力を比較的分担しているため、停電コストが低く押さえられている。一方、提案手法による計画は、全てのシナリオを考慮しているため、全計画の中で停電コストが最も低いが、逆に運転コストは全計画中最も高い結果となっている。しかし、運転コストおよび停電コストから成る提案目的関数は、全負荷想定シナリオに対して提案計画が最小値を示している。この

ことは、提案計画が想定される負荷予測誤差に対して、柔軟に対応していることを表している。

以上、発電機事故停止および負荷予測誤差を想定し、停電コストを考慮した提案手法は、従来の起動停止計画手法に比べ、若干計算量が増加するが、停電コストと運転コストから成る社会的コスト（目的関数）が最小となる計画を得ることができることを試算例から示した。

5. おわりに

本論文は、火力機起動停止計画問題に対して、従来の運転コストに加え、停電コストを考慮した新しい目的関数を導入し、発電機事故停止および負荷予測誤差を含む不確定要素を想定した計画決定手法を提案した。提案手法の特徴として、①不確定事象を想定したシナリオを確定的問題として複数考慮することにより、不確定事象に対する取り扱いが容易であること、および、②複数の想定シナリオを考慮した発電機並列状態の期待値に基づく、並列化変数最適化により、効率的に提案目的関数最小化を図ることできる、などが挙げられる。

モデル系統における試算例から、提案手法は不確定要素を想定シナリオとして考慮し、想定シナリオの発電機並列状態の期待値を利用することで現実問題の計画に反映させ、不確定要素にも適切に対応した計画を決定することができ、計算量は若干増加するが、適用する系統の状態変化にも柔軟に対処可能な計画手法であるといえる。

また、停電コストを考慮した起動停止計画は、従来の運転予備力制約を考慮した計画に比べて、これまで以上の信頼性の向上を図った計画となる結果が得られた。これは電源としての性格上、事故停止あるいは負荷予測誤差による供給力不足の影響が大であることから、妥当であると思われる。

（平成 12 年 1 月 11 日受付，同 12 年 9 月 18 日再受付）

文 献

- (1) P. Carpentier, G. Cohen, J.-C. Culioli & A. Renaud: Stochastic Optimization of Unit Commitment: a New Decomposition Framework, IEEE Transactions on Power Systems, 11, 2, pp.1067-1073, (1996-5)
- (2) Samer Takriti, John R. Birge & Erik Long: A Stochastic Model for the Unit Commitment Problem, IEEE Transactions on Power Systems, 11, 3, pp.1497-1508, (1996-8)
- (3) 山城 迪, Ferix Asher, 内山 敏之, 中村 陽一, 本間 武, 先崎 照治: 「火力発電機群の週間起動停止計画法」, 電学論 B, 114 巻 12 号, pp.1236-1242, 平成 6 年
- (4) 仲村 宏一, 山城 迪: 「停電コストの推定に関する調査研究」, 電学論 B, 119 巻 2 号, pp.284-290, 平成 11 年

井 口 傑（学生員） 1973 年 5 月 25 日生。1996 年 3 月北見工業大学電気工学科卒。98 年 3 月同大学大学院修士課程修了。同年 4 月同大学大学院工学研究科（博士後期課程）システム工学専攻へ進学、現在に至る。電力系統工学の研究に従事。

仲 村 宏 一（正員） 1956 年 7 月 1 日生。1980 年 3 月北見工業大学電気工学科卒。同年 4 月北見工業大学工学部（教務職員）。94 年 5 月北見工業大学工学部助手現在に至る。電力系統の経済運用、太陽光発電の運用に関する研究に従事。日本太陽エネルギー学会、電気設備学会会員。

山 城 迪（正員） 1940 年 11 月 22 日生。1963 年 3 月北海道大学工学部電気工学科卒。67 年 3 月同大学大学院工学研究科修士課程修了。71 年 4 月北見工業大学助教授。78 年 6 月同教授、現在に至る。79 年米国バデュー大学、英国ロンドン大学客員研究員。工学博士。電力系統工学の研究に従事。日本太陽エネルギー学会、電気設備学会、火力原子力発電技術協会、IEEE 会員。