「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

【対策効果算定シート】

対策の種類	対策名称	シート番号	対策メニュー名
電力低炭素化	太陽光発電設備の導入	C30061	太陽光発電設備の導入
工程名	発電	対象設備	太陽光発電設備
システム／設備区分名	発電設備		
対策内容	太陽光のエネルギーを直接電力に変換する太陽光発電は発電に伴う CO_2 の排出がない。電気事業者から購入する電力の一部を太陽光発電に置き換えることで、事業所の電力使用による CO_2 排出量を削減する。		

1．計画時の効果算定

効果算定のポイント		① 対策実施前の電力使用量は、電力会社の請求書による。 ② 実施計画の CO_2 排出量は、太陽光発電による電力は CO_2 を排出しないと考え、全量を購入電力と置き換えたとして算定する。 ③ 算定方法は JIS C 8907(2005) 「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」に従う。 ④ 敷地周辺を含む建屋配置図により、現場周辺の状況を確認する。(補足説明④⑥) ⑤ NEDO 日射量データベース閲覧システムで提供されている月平均日積算傾斜面日射量と各種係数（別記）を用いて月間発電量を算定する。
対策実施前	活動種別	系統電力
	年間活動量	対策実施前の事業所の電力使用量 E1 は表 1 の数値とする。 E1＝500[千 kWh/年]
	エネルギー使用量	対策実施前のエネルギー使用量 PE1 は、対策実施前の電力使用量 E1（表 1.）に電力の一次エネルギー換算係数 H を乗じて下記になる。 PE1＝E1×H ＝500[千 kWh/年]× 8.64[GJ/千 kWh]＝ 4,320[GJ/年]＝ 4.32[千 GJ/年]
	CO_2 排出量	対策実施前の CO_2 排出量 C1 は、対策実施前の電力使用量 E1 に電力の CO_2 排出係数αを乗じて下記になる。 C1＝E1×α ＝500[千 kWh/年]×0.000 436[t-CO_2/kWh]＝0. 218[千 t-CO_2/年] ＝ 218[t-CO_2/年]

表 1　対策実施前の電力使用量とその根拠

記号	項目	数値	根拠
E1	対策実施前の電力使用量	500[千 kWh/年]	電力会社請求書
H	電力の一次エネルギー換算係数	8.64[GJ/千 kWh]	省エネ法施行規則（経産省 2024.4.1 施行）
α	電力の CO_2 排出係数	0.000436 [t-CO_2/kWh]	SHIFT 事業モニタリング報告ガイドライン Ver.4.1

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

実施計画	活動種別	系統電力
	年間活動量	実施計画の電力使用量 E2 は対策実施前の電力使用量 E1 と等しいとし、その内、太陽光発電で置き換える電力量 E_{Py} を表 2 に示す数値例を使用して算定する。 $E_{Py}=\Sigma_m E_{Pm}$ (1) ここで、E_{Py} ：実施計画の太陽光発電設備による年間発電量 [kWh/年] E_{Pm} ：実施計画の太陽光発電設備による月間発電量 [kWh/月] $E_{Pm}=K\times P_{AS}\times H_{Am}\div G_S$ (2) ここで、K ：月別総合設計係数 P_{AS} ：アレイ*出力 [kW] ※アレイとは、架台にモジュール化した太陽光パネルを複数取り付けたものを示す。（このシートの末尾に添付した、主要機器構成図参照。） H_{Am} ：月平均傾斜面日射量[kWh/m^2/月]（補足説明④） G_S ：標準試験条件の日射強度 [kW/m^2]（補足説明⑤） NEDO 日射量データベース閲覧システムから入手した H_{Am} の数値例を表 3 に示す。 $K=K'\times K_{PT}$ (3) ここで、K ：月別総合設計係数 K’ ：基本設計係数 K_{PT} ：温度補正係数（補足説明③） $K_{PT}=1+0.01\times a_{Pmax}\times(T_{CR}-25)$ $=1+0.01\times a_{Pmax}\times(T_{AV}+\Delta T-25)$ ここで、a_{Pmax} ：最大出力温度係数 T_{CR} ：加重平均太陽電池モジュール温度 [℃] T_{AV} ：設置地点における月平均温度 [℃] ΔT ：加重平均太陽電池モジュール温度上昇 [℃] 気象庁の気象データから入手した T_{AV} の数値例と、表 2 の数値から得られた K_{PT} を表 3 に示す。 $K'=K_{HD}\times K_{PD}\times K_{PM}\times K_{PA}\times \eta_{INO}$ (4) ここで、K’ ：基本設計係数（補足説明①） K_{HD} ：日射量変動補正係数 K_{PD} ：経時変化補正係数 K_{PM} ：アレイ回路補正係数 K_{PA} ：アレイ負荷整合補正係数 η_{INO} ：系統連系インバータエネルギー効率 表 1、表 2 の数値を(4)に代入して、基本設計係数 K’を求める。 $K'=0.97\times0.95\times0.97\times0.94\times0.9=0.76$ K’の値と表 2、表 3 の数値を(1)、(2)に代入して表 4 を得、年間発電量 E_{Py} は下記になる。 $E_{Py}=43.6$[千 kWh/年]

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

実施計画

年間
活動量

表 2　実施計画の発電量の算定に使用する数値とその根拠

記号	項目	数値	根拠
P_{AS}	アレイ出力	40[kW]	仕様書
θ	アレイ傾斜角	20[°]	計画値
ψ	アレイ方位角	15[°]	計画値
K_{HD}	日射量変動補正係数	0.97	補足説明①
K_{PD}	経時変化補正係数	0.95	結晶系（補足説明⑤）
K_{PA}	アレイ回路補正係数	0.97	補足説明①
K_{PM}	アレイ負荷整合補正係数	0.94	連系形（補足説明①）
η_{INO}	系統連系インバータエネルギー効率	0.9	補足説明①
ΔT	加重平均太陽電池モジュール温度上昇	18.4[℃]	裏面開放形（補足説明②）
a_{Pmax}	最大出力温度係数	−0.45[%/℃]	結晶系（補足説明③）
G_S	標準試験条件の日射強度	1.0[kW/m^2]	補足説明⑤
E_{Pm}	月間システム発電量	[kWh]	

表 3　月平均日積算傾斜面日射量、月積算傾斜面日射量、月平均気温、加重平均太陽電池モジュール温度、温度補正係数の算出例

項目	月平均日積算傾斜面日射量（補足説明④）	月積算傾斜面日射量（補足説明④）	月平均気温（補足説明②）	加重平均太陽電池モジュール温度（補足説明②）	温度補正係数（補足説明②）
記号	H_S [kWh/m^2/日]	H_{Am} [kWh/m^2/月]	T_{AV} [℃]	T_{CR} [℃]	K_{PT}
根拠	NEDO 日射量データベース	H_S×月の日数	気象庁の気象データ	T_{AV}+ΔT	$1+0.01\times a_{Pmax}\times(T_{CR}-25)$
1 月	3.26	101.06	0.8	19.2	1.026
2 月	3.97	111.16	2.1	20.5	1.020
3 月	4.38	135.78	5.6	24.0	1.005
4 月	4.86	145.80	11.7	30.1	0.977
5 月	4.92	152.52	16.4	34.8	0.956
6 月	4.46	133.80	20.3	38.7	0.938
7 月	4.54	140.74	23.9	42.3	0.922
8 月	4.89	151.59	25.1	43.5	0.917
9 月	3.89	116.70	21.2	39.6	0.934
10 月	3.51	108.81	14.4	32.8	0.965
11 月	3.06	91.80	8.2	26.6	0.993
12 月	2.97	92.07	3.2	21.6	1.015

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

実施計画

年間活動量

表４　実施計画の太陽光発電設備による年間発電量の算出例

項目	基本設計係数	温度補正係数	月別総合設計係数	設備容量	月積算傾斜面日射量	標準試験条件の日射強度	月間発電量
記号	K′	K_{PT}	K	P_S [kW]	H_{Am} [kWh/m^2/月]	G_S [kW/m^2]	E_{Pm} [kWh/月]
根拠	式(4)	表３	式(3)	表２	表３	表２	式(2)
１月	0.76	1.026	0.780	40	101.06	1.0	3,153
２月	0.76	1.020	0.775	40	111.16	1.0	3,446
３月	0.76	1.005	0.764	40	135.78	1.0	4,149
４月	0.76	0.977	0.743	40	145.80	1.0	4,333
５月	0.76	0.956	0.727	40	152.52	1.0	4,435
６月	0.76	0.938	0.713	40	133.80	1.0	3,816
７月	0.76	0.922	0.701	40	140.74	1.0	3,946
８月	0.76	0.917	0.697	40	151.59	1.0	4,226
９月	0.76	0.934	0.710	40	116.70	1.0	3,314
10 月	0.76	0.965	0.733	40	108.81	1.0	3,190
11 月	0.76	0.993	0.755	40	91.80	1.0	2,772
12 月	0.76	1.015	0.771	40	92.07	1.0	2,839
合計[kWh/年]							43,622

休日などで太陽光発電量がデマンドを超える場合、余剰発電量分だけ CO_2 削減量を過大に算定するため、年間発電量から減ずる必要がある。（補足説明⑦）
本事例では、休日に太陽光発電量がデマンドを超える想定で、余剰発電量を年間発電量から減ずる算定例を示す。
ここでは、保守的に算定するため、日射量が最大となる日（本事例では５月）の値を用いて１日の休日デマンドを超える発電量を求め、休日の日数を乗じた値を年間発電量から減じる。

$$E_{Py} = \Sigma_m E_{Pm} - E_o \times d \qquad (5)$$

ここで、E_{Py} ：実施計画の太陽光発電設備による年間発電量 [kWh/年]
E_{Pm} ：実施計画の太陽光発電設備による月間発電量 [kWh/月]
E_o ：１日の休日デマンドを超える太陽光発電量 [kWh/日]
d ：休日の日数 [日/年]

１日の休日デマンドを超える発電量 E_o は、５月の日射量最大日について、１時間ごとに傾斜面日射量 H_{Ah} から求まる発電量 E_{Ph} から測定より得られた休日デマンド E_{dh} を減じて、差を１日分合計して求める。

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

実施計画

年間活動量

$E_o = \Sigma_h (E_{Ph} - E_{dh})$　（ただし、$E_{Ph} - E_{dh}$ が正の値の場合のみ積算する。）

$E_{Ph} = K_5 \times P_{AS} \times H_{Ah} \div G_S$

ここで、E_{Ph} ：時間毎の発電量 [kWh]

E_{dh} ：時間毎の休日デマンド [kWh]

K_5 ：5 月の月別総合設計係数

P_{AS} ：アレイ出力 [kW]

H_{Ah} ：時間傾斜面日射量 [kWh/m^2/h] （補足説明⑧）

G_S ：標準試験条件の日射強度 [kW/m^2]

式 5 に表 4、表 5、表 6 の値を代入し、

$E_{Py} = \Sigma_m E_{Pm} - E_o \times d$

＝43,622[kWh/年]－128.67[kWh/日]×42[日/年]

＝38,217[kWh/年]

表 5　休日に余剰となる太陽光発電量（5 月の日射量最大日）

項目	時間傾斜面日射量 (補足説明)	5 月の月別総合設計係数	アレイ出力	日射強度	時間毎の発電量	時間毎のデマンド	余剰発電量
記号	H_{Ah} [kWh/m^2/h]	K_5	P_{AS} [kW]	G_S [kW/m^2]	E_{Ph} [kWh]	E_{dh} [kWh]	E_o [kWh]
根拠	NEDO 日射量データベース	表 4	仕様書	補足説明⑤	$K_5 \times P_{AS} \times H_{Ah} \div G_S$	測定値	$E_{Ph} - E_{dh}$ (正の値のみ)
5 時	0.01	0.73	40	1.0	0.16	10	0
6 時	0.07	0.73	40	1.0	2.02	10	0
7 時	0.28	0.73	40	1.0	8.08	10	0
8 時	0.52	0.73	40	1.0	15.19	10	5.19
9 時	0.73	0.73	40	1.0	21.24	10	11.24
10 時	0.90	0.73	40	1.0	26.17	10	16.17
11 時	1.02	0.73	40	1.0	29.65	10	19.65
12 時	1.06	0.73	40	1.0	30.86	10	20.86
13 時	1.04	0.73	40	1.0	30.29	10	20.29
14 時	0.93	0.73	40	1.0	27.06	10	17.06
15 時	0.76	0.73	40	1.0	21.97	10	11.97
16 時	0.56	0.73	40	1.0	16.24	10	6.24
17 時	0.32	0.73	40	1.0	9.21	10	0
18 時	0.11	0.73	40	1.0	3.15	10	0
19 時	0.02	0.73	40	1.0	0.57	10	0
余剰発電量合計 [kWh/日]							128.67

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

<table>
<tr><td rowspan="3">実施計画</td><td>年間
活動量</td><td>

表 6　余剰電力の算定に使用する数値とその根拠

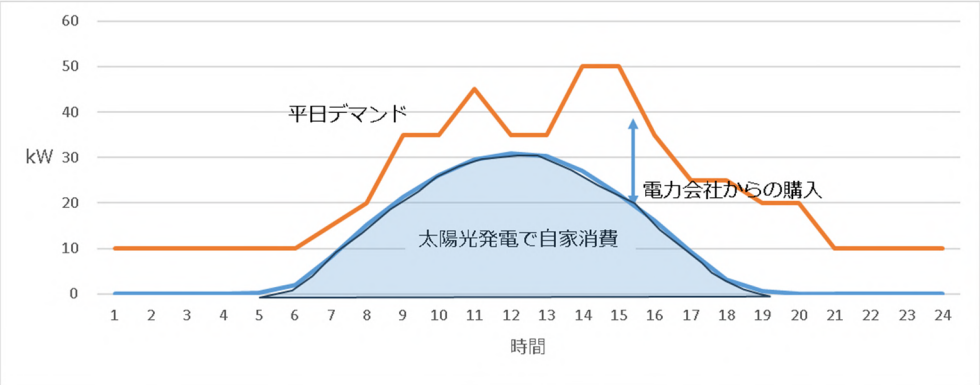
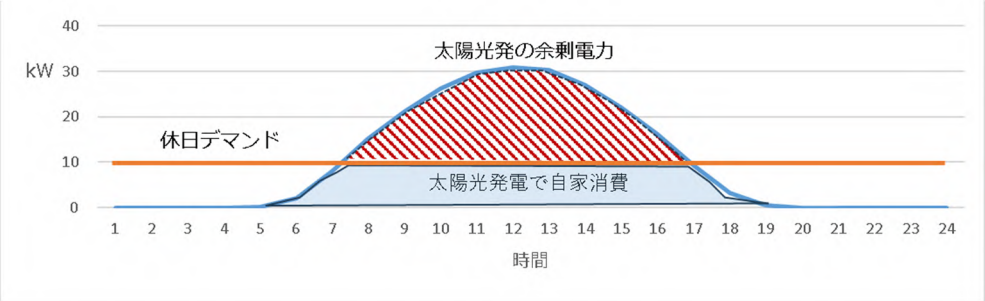
<table>
<tr><th>記号</th><th>項目</th><th>数値</th><th>根拠</th></tr>
<tr><td>P_{AS}</td><td>アレイ出力</td><td>40[kW]</td><td>仕様書</td></tr>
<tr><td>E_{dh}</td><td>時間毎の休日デマンド</td><td>10[kWh]</td><td>計測値</td></tr>
<tr><td>K_S</td><td>5 月の月別総合設計係数</td><td>0.727</td><td>表 4</td></tr>
<tr><td>G_S</td><td>標準試験条件の日射強度</td><td>1.0[kW/m^2]</td><td>補足説明⑤</td></tr>
<tr><td>d</td><td>休日の日数</td><td>42[日/年]</td><td>計画値</td></tr>
</table>

</td></tr>
<tr><td>エネルギー
使用量</td><td>実施計画の電力使用量 E2 は対策実施前の電力使用量 E1 と等しいので、エネルギー使用量 PE2 も対策実施前と等しく、下記になる。
PE2＝500[千 kWh/年]× 8.64[GJ/千 kWh]＝ 4,320[GJ/年]＝ 4.32[千 GJ/年]</td></tr>
<tr><td>CO_2
排出量</td><td>太陽光発電は CO_2 を排出しないので、実施計画の CO_2 排出量 C2 は、対策実施前の電力使用量 E1 から年間発電量 E_{Py} を減じた値に電力の CO_2 排出係数αを乗じて下記になる。
C2＝(E1－E_{Py})×α
＝(500[千 kWh/年]－38.2[千 kWh/年])×0.000 436[t-CO_2/kWh]
＝0.201[千 t-CO_2/年]＝201[t-CO_2/年]</td></tr>
<tr><td colspan="2">実施計画の
エネルギー削減量</td><td>対策実施前と実施計画のエネルギー使用量の差異より下記になる。
PE1－PE2＝ 4.32[千 GJ/年]－ 4.32[千 GJ/年]＝0[GJ/年]</td></tr>
<tr><td colspan="2">実施計画の
CO_2 削減量</td><td>対策実施前と実施計画の CO_2 排出量の差異より下記になる。
C1－C2＝ 218[t-CO_2/年]－201[t-CO_2/年]＝17[t-CO_2/年]</td></tr>
<tr><td colspan="2">補足説明</td><td>① 基本設計係数
基本設計係数は K′＝K_{HD}×K_{PD}×K_{PM}×K_{PA}×η_{INO} で与えられる。計算に用いる数値は下記による。
K_{HD}（日射量変動補正係数）　：表 2 の値を用いる。
K_{PD}（経時変化補正係数）　：モジュール製造業者から入手できる場合はその値を用いる。それ以外の場合は表 2 の値を用いる。
K_{PA}（アレイ回路補正係数）　：表 2 の値を用いる。
K_{PM}（アレイ負荷整合補正係数）：表 2 の値を用いる。
η_{INO}（系統連系インバータエネルギー効率）：
インバータ製造業者から入手できる場合はその値を用いる。それ以外の場合は表 2 の値*を用いる。
＊η_{INO}＝[パワーコンディショナー定格負荷効率]×0.97
[パワーコンディショナー定格負荷効率]は、0.927（デフォルト値）、または JIS で規定された測定による実測値とする。
η_{INO}＝0.927×0.97=0.90</td></tr>
</table>

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

補足説明	② 加重平均太陽電池モジュール温度 加重平均太陽電池モジュール温度は $T_{CR}=T_{AV}+\Delta T$ から得られる。計算に用いる数値は下記による。 T_{AV}（設置地点における月平均温度（平年値））：気象庁（過去の気象データ検索）から入手できる最寄りの地点のデータを使用する。 ΔT（加重平均太陽電池モジュール温度上昇）：アレイの設置形態に応じて下記の数値を用いる。 ・裏面開放形（架台設置形）：18.4 ・屋根置き形：21.5 ・屋根一体形：25.4 ・裏面密閉形（建材一体形）：28.0 ③ 温度補正係数 温度補正係数は $K_{PT}=1+0.01\times a_{Pmax}\times(T_{CR}-25)$から得られる。計算に用いる数値は下記による。 a_{Pmax}（最大出力温度係数）：製造業者などから入手した値を用いる。入手できない場合は、太陽電池モジュールの種類に応じて下記の数値を用いる。本算定例では $a_{Pmax}=-0.45$[%/℃]とした。 ・結晶系：−0.40～−0.50[%/℃] ・結晶系以外：−0.20[%/℃] ④ 月平均傾斜面日射量 月平均傾斜面日射量 H_{Am} は、設置地点でのアレイ面上の月平均日積算傾斜面日射量 H_S を 1～12 月の月別に入手し、H_S にその月の日数を乗じて算出する。H_S は NEDO 日射量データベース閲覧システム等からアレイ方位角、アレイ傾斜角に応じて入手でき、設置場所の最寄りの地点のデータを用いる。但し、地域性や現場状況を重視して、パネルを配置する障害物、特に日の出から日没までの、東・南・西面の日射面の日影、海岸付近の場合は海塩粒子等の当該地域ならではの状況を調査して、不利条件として効果試算上配慮すること。 記: NEDO 日射量データベース閲覧システムについて。 新エネルギー産業技術総合開発機構(NEDO)が公開している「日射量データベース閲覧システム」の地域ごとの月平均日積算傾斜面日射量 HS を用いることができる。 必要に応じ、https://appww2.infoc.nedo.go.jp/appww/index.html（2022 年 11 月 26 日確認）を参照。 ⑤ 標準試験条件の日射強度 標準試験条件の日射強度は 1.0[kW/m^2]である。

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

補足説明	⑥ 配置図にはパネル設置の妥当性を示さねばならず、必ず添付をする必要がある。建屋屋上に配置する場合、建築構造・工法上の確認はもとより、配置図には必ず、建屋等方位の表示（オリエンテーション）と、大きさ・規模の分かる縮尺（スケール）を付すこと。縮尺は S=1/200 等の挿入記載でなく、バースケール等で示すこと。 ⑦ 月別に太陽光発電量を確認するだけでは、発電量がデマンドを超えないかどうかを判断することはできない。例えば図 1 のように、平日はデマンドを超えなくても、図 2 のように休日デマンドを発電量が超え、余剰となる場合がある。月別だけでなく、1 日の中での発電量とデマンドの関係を、平日や休日などに対して確認する必要がある。  **図 1　平日のデマンドと太陽光発電の関係例**  **図 2　休日のデマンドと太陽光発電の関係例** ⑧ 時間傾斜面日射量 時間傾斜面日射量についても月平均傾斜面日射量（補足説明④参照）と同様に、NEDO 日射量データベース閲覧システム等からアレイ方位角、アレイ傾斜角に応じて入手でき、設置場所の最寄りの地点のデータを用いる。NEDO 日射量データベース閲覧システムの年間時別日射量データベースを用いる場合、日射量データの単位が[MJ/m^2]であるため、3.6[MJ/kWh]で除して換算する必要がある点に留意すること。なお、本事例では日射量が最大の月（5 月）の中でも日射量が最大となる日のデータを使用することで、保守的な算定を行っている。

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

留意事項	① 低圧受電（600V 以下）で、原則として 50kW 未満の発電設備で、系統連系技術要件ガイドラインの該当技術要件を満たすものは低圧配電線と連系可能な場合がある。 ② 結晶系シリコン太陽電池のモジュール面積は約 10[m^2/kW]。アレイを前後に配列する場合は、日陰を考慮して約 20[m^2/kW]の設置場所の面積が必要である。 ③ 積雪が観測される地域では、太陽光パネルへの積雪の影響を考慮する必要がある。積雪が滑落する傾斜角は雪質や各種条件にもよるが、対水平面で通常 30°以上は必要とされる。また、滑落した雪がパネル前に堆積しないスペースの確保も必要である。 ④ 設備容量が大きすぎると、発電ピーク時に電力を全量消費できない場合がある。契約電力の 20～30%の設備容量が目安。 ⑤ 推定による数値を用いる場合には、必ず根拠を明確にすること。 ⑥ 数値は参考値なので、実際に即して適宜変更すること。 ⑦ CO_2 排出係数など係数の値は、最新のものを確認して使用すること。 ⑧ SHIFT 事業では、発電した電力は 100%自家消費が必要であり、土曜日休日の自家消費が明確か、同一システム内に既に買電している系がないか、買電している場合はその系との切り分けができるのかの確認が必要となる。また、RPR（Reverse Power Relay，逆電力継電器）という、逆潮流発生時太陽光発電を強制的に停止させる機器の設置や発電出力制御が必要になる可能性があるので注意が必要。
備考	

2. 対策実施後の効果算定

対策実施前	活動種別	系統電力
	エネルギー使用量	対策実施前の効果算定にて算定したエネルギー使用量 PE1。 PE1＝ 4.32[千 GJ/年]
	CO_2 排出量	対策実施前の効果算定にて算定した CO_2 排出量 C1。 C1＝ 218[t-CO_2/年]
対策実施後	活動種別	系統電力
	年間活動量	① 太陽光発電設備の発電量の実績値を発電量モニターなどを用いて把握・算定する。 （実測データを示す際に、計測機器名称・型式及び精度等を明記し、当該計測機器が精度管理されていることを説明することが必要。） ② 電力会社の請求書から年間電力購入量を算定する。 ③ 対策実施前に算定した実施計画の発電量 E_{Py}、電力使用量 E2 と比較し、大きな差異がないことを確認する。 年間発電量：44.0[千 kWh/年] 年間電力購入量：458[千 kWh/年] 年間電力使用量：458[千 kWh/年]＋44.0[千 kWh/年]＝502[千 kWh/年]

「省エネルギーセンター」ダウンロードファイル（無断転載、翻訳を禁ず）

対策実施後	エネルギー使用量	対策実施後の年間電力使用量に電力の一次エネルギー換算係数 H を乗じて対策実施後のエネルギー使用量の実績値 PE3 を求める。 PE3＝502[千 kWh/年]× 8.64[GJ/千 kWh]＝ 4,337[GJ/年]＝ 4.34[千 GJ/年]
	CO_2 排出量	対策実施後の年間電力購入量に電力の CO_2 排出係数αを乗じて対策実施後の CO_2 排出量の実績値 C3 を求める。 C3＝458[千 kWh/年]×0.000 436[t-CO_2/kWh]＝0. 200[千 t-CO_2/年] ＝ 200[t-CO_2/年]
対策実施後のエネルギー削減量		対策実施前と対策実施後のエネルギー使用量の差異より下記になる。 PE1－PE3＝ 4.32[千 GJ/年]－ 4.34[千 GJ/年]＝－0.02[千 GJ/年]
対策実施後の CO_2 削減量		対策実施前と対策実施後の CO_2 排出量の差異より下記になる。 C1－C3＝ 218[t-CO_2/年]－ 200[t-CO_2/年]＝ 18[t-CO_2/年]
留意事項		① 対策実施後の発電量を実測すること。
備考		① 発電量低下の原因になるパネル表面の汚れを除去するために、定期的に清掃すること。専門業者に委託してもよい。

3．対策効果の検証・有効性評価

効果検証と有効性評価の手順	① 対策実施前（診断・計画時）に算定した CO_2 削減量と対策実施後（報告時）に算定した CO_2 削減量を比較する。 ② 対策によって、他のシステムの CO_2 排出量に与える影響があれば調査する。 ③ ①、②を総合的に判断して、対策の有効性を評価する。

【参考】　主要機器構成図

