

# Technical and Economic Analysis of an Intermediate Size Photovoltaic Power Plant. Case Study

## Author

Jerzy Buriak

## Keywords

photovoltaic power plant, energy management, cost analysis

## Abstract

The article presents an analysis of the construction of a photovoltaic power plant with an installed capacity of about 30 kW. The principles of selecting the basic elements of the plant are shown. The impact of a high constant price on the profitability of the project is highlighted. The article also describes the existing mechanisms for subsidizing the investment.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014303**

## 1. General information

### 1.1. Characteristic of abuilding

The case study has been based on a solar power plant project located on the roof of a multi-family residential building. The building in question is located in the Pomorskie Voivodeship, Poland. It has a flat roof with 15% of its area occupied by other systems, including ventilation exhaust and lightning rods. Lightning rods protect antenna systems, but they do not ensure full protection for the solar panels. For this reason the lightning protection system requires an upgrade.

### 1.2. Project funding options

An investment in renewable energy sources may be supported from sources like [1, 2, 3, 4]:

- Pomorskie Voivodeship Regional Operation Programme for 2007–2013. The Programme is managed by the Department of Regional Programmes of the Pomorskie Marshal's Office. The minimum project value is PLN 1 million and maximum co-financing rate is set at 75% of the eligible expenditures or at the maximum permissible public aid level specified in the assistance programme. As for the own contribution, support in obtaining funds may be provided (in the form of a loan) by the National Fund for Environmental Protection and Water Management.
- Until the end of 2014 the Voivodeship Fund for Environmental Protection and Water Management is carrying out a programme focused on renewable energy and high-efficiency cogeneration projects. The minimum total cost of a project is PLN 0.5 million and the maximum is 10 million. Support has the form of a loan for 10 years with an 18-month grace period and quarterly instalments, with an annual interest rate of 3%. The value of the loan may be up to 75% of the eligible cost. There is a possibility of partial loan remission.

- The Bank for Environmental Protection (BOŚ) offers bridge and supplementary loans for financing projects co-funded from European Funds with a value not exceeding European co-funding (bridge loan) or 90% of the project value (both loans together).

### 1.3. Legal and administrative requirements

In the case of a PV power plant being installed on a building's roof it is possible to achieve certain savings already at the project development phase as well as during power plant operation. Official registration of the construction process is not required and neither is a building permit. As a result, a commune (gmina) office does not require maintaining full project documentation for the construction process. If the project is carried out by an external specialised entity, project management costs of that entity are reduced. In the case of building a PV system on the ground there would be a cost related to design documentation and formal construction registration or obtaining a building permit. Eligibility of a project to a specific process – construction registration or building permit – is ruled by its size and design of the support structures. Some solutions do not create a lasting connection to the ground, as the supporting structures are only fixed to JUMBO concrete slabs which may be easily dismantled. Other solutions use piles driven into the ground with a piledriver. In the case under consideration the system will be installed on a flat roof of a multi-family house owned by a housing association. Supporting structures of PV modules will be fixed to concrete blocks laid on the roof. Those blocks will not be bolted to the roofing. It has been assumed that the roof structural capacity is sufficient and the extra load will not threaten its structure. The system is only using roof space and does not require any other area; therefore property tax will not increase. Creating conditions necessary to connect the generating capacity is a separate issue. This significant question is not elaborated on

in this paper. It has been assumed that the newly-developed acts of law would have a considerable impact in this area and simplify the process of connecting distributed sources to distribution grids. The direction of such changes is clearly specified by Directive 2012/27/EC, which commits the energy distributors to implement (in several years) the following conditions:

- enabling users to dynamically choose time-of-use tariffs
- ensuring remote (Internet) access to historic data on consumption and generation (along the traditional access through meter's interface)
- providing four-quadrant meters recording energy consumption and generation for those customers who wish to have them.

Moreover, the Directive imposes an obligation of accepting the electricity generated at microgeneration sources.

## 2. Selection of power plant elements

### 2.1. PV module selection

When selecting PV modules for a power plant installation we should take into account, besides their price, also manufacturing and finishing quality, validity and length of a test certificate lists for the module type and especially compliance with standards, e.g. IEC 60904 and IEC 60904-2. Also significant is a renowned brand of PV module manufacturer, which should be additionally reinforced with a long warranty period of 20–25 years.

Despite the power plant being located in a tall building, where there is no threat of shading by trees and where the ventilation exhausts are lower than the panels themselves, it is important to ensure that the PV modules have a protection measure in the form of bypass diodes for instances of being shaded. Shading might occur due to mutual interference of the panels. In the summer such moments might be relatively short, but in the winter the first panel rows might shade the back ones for quite some time. Another issue to be remembered is the influence of TV antennae and lightning rods (even if their cross-sections are small), because partially shaded cells not equipped with diode bypasses would restrict the current flow from the non-shaded cells within a module. Not only is the fact of having diode bypasses important, but also their number. The cells within a module are connected in series and parallel; diode reduces the impact of moving shadows. In addition, the manufacturer may suggest horizontal or vertical installation, according to the way a shadow moves: on the entire height of a module or only on its bottom part.

The case study was based on the assumption that the modules of the most frequently preferred type would be chosen, i.e. those with polycrystalline silicon modules. They are less efficient than monocrystalline silicon modules, but they are also significantly cheaper.

The panel type chosen for the analysed project was Silverline GSP6-250-SI60 by GermanSolar, as this choice enabled verifying calculations presented in the paper against those obtained with a manufacturer's calculator available at:

<http://www.german-solar.de/sc/calculator.php?lang=en>.

### 2.2. Determining panel count

The roof has dimensions of  $12 \cdot 44$  m, i.e. an area of  $528 \text{ m}^2$ . Yet due to the presence of other systems, only 85% of this area is available for a PV system; this is around  $450 \text{ m}^2$ . The longer side of the building faces south-east.

Spacing between panel rows on a flat roof have been calculated taking into account the angle of incidence of solar rays at certain times of the year for the latitude of Gdańsk, Poland, which is  $54^\circ 21' \text{ N}$ .

On the first days of astronomical spring and autumn (21 March and 23 September) the angle of incidence of solar radiation may be found with the relation:

$$\beta = 90^\circ - \varphi = 90 - 54,21 = 35,79^\circ \quad (1)$$

where:  $\beta$  – solar radiation angle of incidence [°],  $\varphi$  – latitude [°].

On the summer solstice (22 June) the Sun reaches its zenith above the Tropic of Cancer. Therefore we need to deduct a difference of latitudes of the observation point and the Tropic of Cancer needs to be deducted from  $90^\circ$  [6].

$$\beta = 90^\circ - (\varphi - 23,27^\circ) = 59,06^\circ \quad (2)$$

On the winter solstice (22 December) the Sun reaches its zenith above the Tropic of Capricorn. On that day the angle of incidence of solar radiation for Gdańsk is the lowest and may be calculated with the formula:

$$\beta = 90^\circ - (\varphi + 23,27^\circ) = 12,52^\circ \quad (3)$$

Knowing the minimum angle of incidence during a year it is possible to determine separation of neighbouring PV panel rows. Fig. 1 presents a schematic diagram used for calculating row distances.

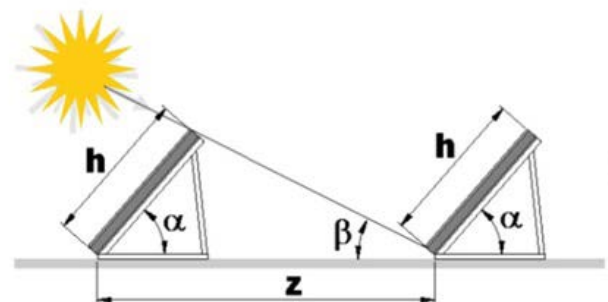


Fig. 1. Schematic diagram of the angle of incidence of solar radiation, source: www.slideshare.net

Row spacing has been determined using a formula shown below obtained by trigonometric conversions. The proper inclination of the supporting structure and the panel itself was assumed at  $25^\circ$ . Recommended values are within the range of  $25\text{--}40^\circ$ .

The bottom limit value was assumed due to expected considerable row spacing. Height of the selected module type is 165 cm. The height of the concrete blocks used as a foundation for the supporting structure is 25 cm. Yet this base is not taken into account in calculations, as it may be shaded.

$$z = \frac{h \cdot \sin(180^\circ - (\alpha + \beta))}{\sin(\beta)} = 4,64 \text{ m} \quad (4)$$

where:  $z$  – row spacing [m],  $\alpha$  – panel inclination,  $h$  – panel height [m].

The building's footprint is 12 · 44 m, but the structure does have an attic with a height of several dozen centimetres. For this reason any panel row needs to be moved back by some 90 cm. The attic provides additional protection against system components falling from the roof in the event of a strong wind. Fixings of support structures and panels need to be checked after every winter season, as a potential fall of a panel could pose a threat for the health and life of pedestrians.

A single module is 99 cm wide. As a result the module number was set at 110: first and third rows of 43 each, and the second row of 23 pieces due to the presence of obstacles (elements of other systems).

### 2.3. Inverter selection

“Photovoltaic modules are classified according to their nominal output power expressed in Wp (watts, peak), i.e. output of a module at STC (Standard Test Conditions), standing for the module temperature of 25°C, solar irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> and solar spectrum AM 1.5 (cloudless sky at noon). Yet it needs to be remembered that actual insolation conditions are variable and usually only 85-90% of the STC value is achievable. Apart from variable insolation, also the module temperature rarely matches the STC value, and its increase reduces generated output voltage by some 0.5% per each 1°C. This means that a 100 W module at a temperature of 45°C will suffer a 10% output reduction and will in fact only generate 90 W [7].

When dimensioning an inverter for a planned PV system it is necessary to take into account the power output as a sum of peak outputs of installed modules, unless more than one inverter is planned. But it should be noted that a higher number of devices leads to a higher specific cost. On the other hand, using multiple inverters prevents the system from being disabled by a single failure. In the analysed case, due to the low output, it seems reasonable to use a single inverter.

Knowing the output we may check whether the inverter is compliant with the output requirement [8]:

$$0,7 \cdot P_{\max MOD} < P_{nINV} < 1,2 \cdot P_{\max MOD} \quad (5)$$

where:  $P_{nINV}$  – inverter rating [W],  $P_{\max MOD}$  – sum of module outputs [W].

It would be more proper to use the STC installed capacity and achievable power of a module or entire system separately, as

in Polish operating conditions those values will differ. This is because of insolation lower than standard or due to module temperature exceeding 25°C. Such a distinction would enable better use of a grid connection permit issued for the system by the distribution system operator.

In the case of the investigated system with 110 planned Silverline GSP6-250-SI60 modules with a peak power of 250 W each, the condition (5) is transformed into:

$$\begin{aligned} 0,7 \cdot 27250 < P_{nINV} < 1,2 \cdot 27250 \\ 19075 < P_{nINV} < 32700 \end{aligned} \quad (6)$$

According to this the inverter Power-One Aurora TRIO-27.6-TI rated at 27.6 kW with maximum input voltage of 1 kV was preselected for the project.

The next step is determining the maximum number of modules in a string [8]:

$$n_{\max} = \frac{U_{DC\max}}{U_{OC(-10^\circ C)}} = \frac{1000}{1,14 \cdot 37,60} = 23 \quad (7)$$

where:  $U_{DC\max}$  – maximum inverter input voltage [V],  $U_{OC(-10^\circ C)}$  – open circuit voltage at -10°C; if it is not given in the manufacturer's specification, it has to be calculated with a formula:

$$U_{OC(-10^\circ C)} = 1,14 \cdot U_{OC(STC)} \quad (8)$$

STC temperature, i.e. the standard test temperature is 25°C. Open circuit voltage for the Silverline GSP6 module is 37.6 V.

The maximum number of 23 modules per string means that 110 modules need to be split into at least 5 strings. A selected inverter has two independent systems for tracking the maximum power point. Five strings mean that one of those would be loaded with two, and the other with three module groups.

In order to ensure load equalisation on inverter systems, potential division into a higher number of strings should be considered. For this reason we should check the minimum number of modules per string [8]:

$$n_{\min} = \frac{U_{DC\min}}{U_{OC(70^\circ C)}} = \frac{360}{0,82 \cdot 37,60} = 12 \quad (9)$$

where:  $U_{DC\min}$  – minimum inverter input voltage [V] (for the Power-One Aurora TRIO-27.6-TI it is 360 V),  $U_{OC(70^\circ C)}$  – open circuit voltage at 70°C, calculated from STC if not provided by the manufacturer [V]:

$$U_{OC(70^\circ C)} = 0,82 \cdot U_{OC(STC)} \quad (10)$$

Therefore the number of modules within a string may be from 12 to 23, which means 5 to 9 strings. But to finalise the number of strings it is necessary to check loading capacity of an independent inverter system, by dividing the maximum current of the inverter system by a PV module current at the maximum power point (MPP):

$$n \leq \frac{I_{\max INV}}{I_{MPP}} \quad (11)$$

where:  $I_{\max INV}$  – maximum permissible inverter current on DC side [A],  $I_{MPP}$  – current at the module's Maximum Power Point [A]. The following parameters were found in the catalogue sheets of selected PV modules and inverter:  $I_{\max INV} = 32$  A, and  $I_{MPP} = 8.33$  A. Thus the number of module strings per inverter system must fulfil:

$$n \leq \frac{32}{8,33} \quad (12)$$

$$n \leq 3$$

As a result 110 modules have been divided into six strings of 18 or 19 modules, with three strings per inverter circuit. The final step of inverter selection is checking whether operating conditions of the inverter and PV modules will fit within acceptable range. Permissible current per each Maximum Power Point Tracking (MPPT) system is 32 A. In the analysed case this value is not exceeded because:

$$I_n > I_{MPP} \cdot n = 8,33 \cdot 3 = 24,99 A \quad (13)$$

where:  $n$  – number of strings per inverter circuit.

Voltage supplied to inverter input may not exceed 1000 V. A worst-case scenario is an open circuit on the offtake side, frozen modules and strong insolation. The last two conditions may not coincide; therefore verification was based on the module voltage at STC temperature of 25°C. In the investigated system it is:

$$U_{dop} > U_{OC(STP)} \cdot I_m = 37,6 \cdot 19 = 714 V \quad (14)$$

where:  $U_{OC(STC)}$  – open circuit voltage at STC [V],  $I_m$  – number of modules in the longest string ( $I_m = 19$ ).

Also power per MPPT circuit of the Power-One Aurora TRIO-27.6-TI system needs to be verified. According to the manufacturer's data it should not exceed the rated value of 16 kW. Peak power converted by the inverter is:

$$P_s = I_B \cdot U_n = 24,99 \cdot 570 = 14244 W \quad (15)$$

where:  $I_B$  – current in an inverter circuit [A] (acc. to (13) equal to 24.99 A),  $U_n$  – nominal voltage of the system [V]:

$$U_n = U_{MPP} \cdot I_m = 30 \cdot 19 = 570 V \quad (16)$$

where:  $U_{MPP}$  – nominal voltage of a loaded module [V]. All conditions are fulfilled, therefore panel configuration may be considered valid.

## 2.4. Selection of cables and protection measures

The selected inverter Power-One Aurora TRIO-27.6-TI comes in an outdoor enclosure which permits rooftop installation. A breaker

box needs to be installed before the inverter (on the PV system side). It will primarily house switch disconnectors which allow isolating the PV system for inverter maintenance. There must also be a possibility to isolate the system on the power grid side, including disconnection in the case of fire with a contactor.

The system will have its own grid connection with a meter recording electricity generation and own consumption in stand-by and night mode. Those separate working modes are provided by the inverter.

Switch disconnectors on the DC side should be dimensioned according to the nominal current of the inverter circuits, which in the analysed case is 32 A. Due to equipment durability it is recommended to use dedicated DC equipment.

Despite the presence of disconnectors and protection equipment inside the inverter, special care needs to be taken during operation of the PV system; it is necessary to remember that it is a modular system and dangerous voltage may be present in many locations.

The procedure of dimensioning cables connecting modules to the inverter is slightly different than in the case of conventional systems. In a conventional system a conductor cross-section is decided by continuous current-carrying capacity and often also by the criterion of minimal cross-section due to permissible voltage drop. The building in question has a roof of some 50 metres, so the level of voltage drops within the roof installation may be several percent. Yet in our case DC voltage fed into the inverter is in the middle of the permissible input voltage range, therefore the criterion of permissible voltage drops may be treated less restrictively. On the other hand it needs to be remembered that small cross-sections increase the circuit resistance measured from the inverter input terminals side.

A common error made when verifying permissible voltage drops involves assuming full load on the entire length of connections, i.e. between the panel strings and the inverter, while often the connections are made inside a box near inverter and only a short section of the cable is fully loaded.

In the analysed PV system project it is particularly important to verify voltage drops on the internal power line WIZ, which connects the inverter to the cable terminal of the distribution grid. WIZ runs in a cable shaft in one of the staircases of a five-storey residential building, and the interconnection point is on an inconvenient side of the building, so the cable length is ca. 45 m. Selection of 16 mm<sup>2</sup> copper conductors and assumption of a peak load of some 28 kW results in a 1% voltage drop along WIZ cable. A separate issue is degradation of insulation of cables and conductors laid on the roof attributable to UV radiation. As far as practicable, the cables should be protected from direct exposure to solar radiation: the connections should be made on the northern side and shading provided by the PV panels should be used.

On the AC side additional protection is traditionally provided by automatic power supply cut-off. On the DC side the PN-HD 60364-7-712:2007 standard recommends using Class II equipment with reinforced insulation [9], which contributes to the UV resistance. It should be remembered that frequent tests of DC insulation are difficult to perform and require special procedures,

e.g. covering panels prior to disconnection. Because of that using cables and conductors with increased resistance to solar radiation or ensuring that they are shaded is economically justified. The PN-HD 60364-7-712:2007 standard recommends using single-conductor shielded cables.

The PN-HD 60364-7-712:2007 standard specifies guidelines for special installations or locations, including PV power supply systems. While it is not an extensive document, it does provide some valuable recommendations. For one thing, it prohibits using insulated areas/stands or unearthed equalisers as additional protection on the DC side.

Another problem observed in a PV system is use of residual current operated circuit breakers (RCCBs) as supplementary protection against electric shock. Depending on the degree of separation between DC and AC sides of the inverter, installation of an RCCB within the grid interconnection may prove impossible. However, many inverter manufacturers propose using a B-type RCCB. If the inverter design prohibits transferring direct current to the AC side after a short circuit on the DC side, then standard RCCBs may be used.

No protection against electric shock is required on the DC side if the conductor cross-sections are calculated taking into account maximum theoretical current values at STC.

Due to the location of the system on a roof lightning protection and overcurrent protection is important. Layout and heights of lightning rods need to be verified and additional rods need to be installed if they prove necessary. In order to reduce voltage induction in cables laid on the roof, loop creation should be avoided. Those which cannot be avoided should be as small as possible.

### 3. Determining performance of a solar power plant

Electricity output from a PV system may be calculated using cell ratings and knowledge of geographic location. Required data concerning insolation of a selected location in Poland is published by the Ministry of Infrastructure and Development [10]. Unfortunately, data for the city of Gdańsk, or more specifically its Nowy Port district, was based on sources from the period 1987–2000. Therefore, it was decided to use up-to-date data published by the European Commission within PVGIS project [11] (Tab. 1).

$H_h$  – irradiation of a horizontal panel ( $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{d}$ )

$H_{opt}$  – irradiation of a panel inclined at an optimal angle (ca.  $39^\circ$ ) ( $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{d}$ )

$H_{(25)}$  – irradiation of a panel inclined at assumed angle (ca.  $25^\circ$ ) ( $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{d}$ )

$H_{(25,-45)}$  – irradiation of a panel inclined at assumed angle of  $25^\circ$  with azimuth of  $-45^\circ$  ( $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{d}$ )

Tab. 1 shows that the difference averages the annual value of a daily irradiation of a panel inclined at an optimal angle and at  $25^\circ$  is  $70 \text{ Wh}/\text{m}^2$ , which is not a significant value. If panels being covered with snow for twenty-odd days a year is also taken into account, the difference will be even smaller. The role of azimuth is also not decisive. Southerly azimuth is assumed to be zero.

Month	H <sub>h</sub>	H <sub>opt</sub>	H(25)	H(25,-45)
January	580	1010	888	786
February	1210	1900	1710	1542
March	2690	3770	3510	3244
April	4460	5370	5240	5004
May	5450	5660	5780	5680
June	5720	5610	5840	5785
July	5220	5200	5380	5319
August	4430	4950	4950	4777
September	3190	4210	3990	3729
October	1700	2660	2410	2177
November	703	1230	1080	957
December	572	940	834	737
avg.	3000	3550	3480	3311

Tab. 1. Average monthly irradiation in Gdańsk, Poland [11]

In the investigated case the azimuth is south-easterly ( $-45^\circ$ ). A  $45^\circ$ -degree deflection from the southerly direction does not radically affect insolation. The actual difference is 4.9% of the annual average total.

The analysed system consists of 110 modules with external dimensions of  $1650 \cdot 990 \text{ mm}$ . The frame thickness is  $40 \text{ mm}$ ; hence it is assumed that effective PV module dimensions are  $1560 \cdot 900 \text{ mm}$ . Upon this assumption it was determined that the area  $A$  of the PV cells participating in the conversion of solar energy into electricity is:

$$A = 156 \text{ cm} \cdot 90 \text{ cm} \cdot 110 \text{ szt} = 154,4 \text{ m}^2 \quad (17)$$

Selected modules consist of PV cells with high efficiency of 15.3%. It is a relatively good value for polycrystalline silicon cells, close to that of monocrystalline designs. Yet it should be noted that the efficiency quite strongly depends on the cell operating temperature and drops by 0.44% per each degree above the STC temperature, but also increases per each degree below this level. It is estimated that the temperature impact reduces total power generation by more than ten percent (11% reduction was assumed for output estimation).

Another phenomenon which restricts solar energy utilisation is reflection of solar radiation. The cells are not perfect black bodies. Thus a 3% loss attributable to reflection was assumed for the proposed modules. Output generated at module strings is converted in the inverter into alternating current. The inverter generates considerable losses of electric power. The selected design is characterised by high efficiency. At nominal load its efficiency is nearly 98%, while the average weighted efficiency for a typical load pattern is 96%. Upon these assumptions the average annual output of a solar plant rated at 28.49 kW, installed on the roof of a multi-family building in Gdańsk at coordinates  $54^\circ 21' \text{ N}$ ,  $18^\circ 37' \text{ E}$  [11], for panels installed at supports inclined at

25° and exposure at the azimuth angle of -45°:

$$E = \sum_i^{12} H_{(25^\circ, -45^\circ)_i} \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot (1 - \epsilon_T) \cdot (1 - \epsilon_R) \cdot (1 - \epsilon_{INV}) \cdot (1 - \epsilon_W) \quad (18)$$

where:  $E$  – annual output [Wh],  $H_{(25^\circ, -45^\circ)}$  – monthly irradiation on 1 m<sup>2</sup> of surface inclined at 25° facing south-east,  $A$  – PV cell active surface [m<sup>2</sup>],  $\eta_{STC}$  – cell efficiency at STC,  $\epsilon_T$  – losses due to temperature exceeding 25°C,  $\epsilon_R$  – losses due to solar radiation reflection,  $\epsilon_{INV}$  – inverter losses,  $\epsilon_w$  – losses in the electric system.

Month	days	H(25, -45)*days	E [kWh]	Revenue [PLN]
January	19	14 934	289	318
February	17	26 214	508	559
March	31	100 564	1 949	2 144
April	30	15 0120	2 910	3 201
May	31	17 6080	3 413	3 754
June	30	17 3550	3 364	3 700
July	31	16 4889	3 196	3 516
August	31	14 8087	2 870	3 157
September	30	11 1870	2 168	2 385
October	31	67 487	1 308	1 439
November	30	28 710	556	612
December	31	22 847	443	487
Total	342	118 5352	22 975	25 272

$E$  – monthly generation by 110 modules [kWh]  
 $H_{(25^\circ, -45^\circ)}$  – irradiation of a panel inclined at assumed angle of 25° with azimuth of -45° (Wh/m<sup>2</sup>/month)

Tab. 2. Monthly generation and energy sales revenues at a price of 1.1 PLN/kWh [11]

Tab. 2 presents results of calculations of the amount of electricity generated in consecutive months, based on insolation data contained in the database published at the website of the PVGIS project [11]. Individual columns of Tab. 2 contain irradiation values estimated for a specific month, electricity generation for each month and revenues from electricity sales at a fixed price of 1.1 PLN/kWh. Energy production has been calculated taking into account efficiency and loss values presented in formulas (18, 19). For January and February the number of days was reduced to allow for 12 and 11 days with snow cover respectively. Annual irradiation was calculated by adding up data from all the months; it is 1185 kWh/m<sup>2</sup>. Calculation of the annual electricity generation based on that value and formula (18) is shown below.

$$E = 1185 \frac{kWh}{m^2} \cdot 154,4m^2 \cdot 15,3\% \cdot (1 - 11\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 4\%) \cdot (1 - 1\%) = 22975kWh \quad (19)$$

Therefore the annual electricity generation is estimated at 23 MWh. Its annual distribution is presented in the figure below.

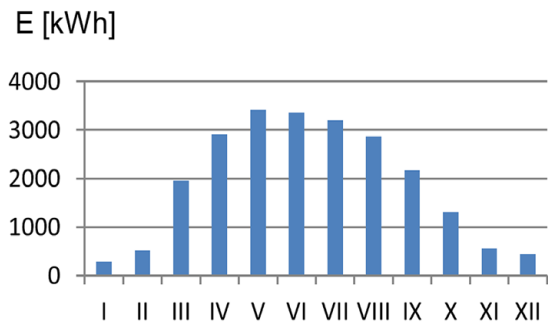


Fig. 2. Electricity generation at a PV system during individual months, source: own work

Electricity generation at the investigated system will be decreasing each consecutive year. Typical annual loss of output of silicon cells is 0.8%. This means that a cell with initial efficiency of 15.3% one year later will have efficiency of  $15.3\% \cdot 99.2\% = 15.18\%$ .

## 4. Feasibility analysis of a PV system

### 4.1. Investment cost

Tab. 3 presents the main components of the investment cost. A simplified calculation presented in the table is based on commonly available information concerning equipment prices expressed in Polish zlotys and euro, as given by webpages of suppliers and e-commerce platforms. Those prices are real values, but they have a free market character, hence it was decided not to use excessively accurate values. PV module price deserves particular attention. Market analyses assume annual reduction of a price of capacity installed at PV cells of several percent per year, which is supposed to occur as a result of development of manufacturing technologies. For example, market analyses made to justify price levels for feed-in tariffs assumed in the draft of the new Act on Renewable Energy Sources (RES) assumed a 5-percent annual reduction by 2020.

Dividing the sum of costs and charges from Tab. 3 by the installed capacity of 28,488 W we obtain a specific investment cost of 6390 PLN/kW. Assuming that those cost components which are not included, e.g. transport, are 5% of this total, we reach 6710 PLN/kW. This value is close to the criteria assumed when drafting the new Act on RES, where the cost of a roof-mounted PV system (with output of 10–100 kW) is PLN 6600.

Values presented in Tab. 3 are elements of the investment cost. But adding them up does not yield the full capital expenditures, as these also contain the cost of capital and other additional expenditures related to the financial services. These costs would be present in the case of using a commercial loan or a cheap loan from the Voivodeship Fund for Environmental Protection and Water Management.

Device or service	Unit	Unit price	Cost [PLN]
PV module with PMPP = 250 W	110 pcs	3.50 PLN/W	96,250
Inverter	1 pc	20,000	20,000
Electricity meter	1 pc	2,500	2,500
Meter remote access system	1 pc	700	700
DC cable, 6 mm <sup>2</sup>	250 m	8.00 m	2,000
WLZYKYžo cable 5 · 16 mm <sup>2</sup>	45 m	21.00 m	1,000
Disconnecter switches	2 pcs		2,000
Contactors of disconnecter switches	1 pc		
Terminal boxes	2 pcs		
Fuse-bases	3 pcs		
Fuses	3 pcs		
RCCB	1 pc		
Power disconnecter with a striker and fire button	1 pc	700	700
Set for panel installation on a flat roof	110 pcs	250	27,500
Installation works	1 pc	25,000 PLN	25,000
System design	1 pc	4,000 PLN	4,000
Connection fee	29 kW	30 PLN/kW	870
Total			182,020

Tab. 3. Components of the investment cost

## 4.2. O&M cost

Cost of operation and maintenance of a PV system is a value which can not be neglected. It consists of the maintenance cost, especially maintenance of the inverter, but also costs attributable to repairing components and commercial services provided by an electricity trader, as well as fees paid to the distribution system operator. In total these cost components amount to several thousand Polish zlotys per year. The main premises of the draft of the Act on RES provide value of those costs for PV power plants with an output of 10–100 kW as 132 PLN/kW.

Variable O&M cost dependent on electricity generation is less significant and has been included in the fixed rate.

## 4.3. Feasibility investigation

In order to verify the feasibility of the project, its net present value (NPV) after an assumed operating period of 15 years has been calculated. While the declared lifetime of PV modules is 25 years, gradual loss of efficiency (0.8% per year) and limited durability of panel supports, as well as UV exposure of the electrical system justify such an assumption. Moreover, in 15 years the roof area would become an attractive site for a new investment project involving installation of new-generation more efficient PV systems.

$$NPV = \sum_{t=1}^{15} \left( \frac{CF_t}{(1+p)^t} \right) - I_0 \quad (20)$$

where: NPV – net present value,  $CF_t$  – cash flow at the time  $t$ ,  $p$  – rate of discount [%],  $I_0$  – initial expenditures [PLN],  $t$  – consecutive years of operation.

Tab. 4 presents results of cash flow calculations needed for calculating NPV in 15 years. The analysis involved multiple simplifications concerning costs of financial services and taxes.

Components shown in the table include own equity of the investor ( $I_w$ ), assumed at 25% of the initial cost –  $1.05 \cdot 182\,020$  PLN, annual electricity generation ( $E$ ), revenues from electricity sales at a fixed price of 1.1 PLN/kWh ( $U$ ), and cost of paying back the loan from the Voivodeship Fund used to cover 75% of the project value, (annual interest rate: 3%). For each period cash flow (CF) equal to the revenues minus O&M cost and loan instalments is calculated. The result is then discounted to the year zero. The rate of discount  $d$  is defined by the formula:

$$d = \frac{1}{(1+p)^t} \quad (21)$$

Adding up all discounted cash flows minus the equity used at the investment stage yields the net present value. The calculated NPV exceeds PLN 53,000. The value is positive, so the project may be preliminarily qualified as feasible.

Then the value of rate of discount used in the Excel sheet to calculate the NPV was adjusted to obtain an NPV of zero. This allowed determining an internal rate of return which amounted to 23.3%. The loan from the Voivodeship Fund for Environmental Protection and Water Management will have a significant impact on feasibility. It should be added that the investor, i.e. the housing association, has exceeded the minimum threshold value of a project (PLN 0.5 m) by combining the PV system in question with other similar projects and joining a local solar energy investor association. Another important factor is the grace period for loans given by the voivodeship funds for environmental protection and water management. During the grace period all revenues are used to pay back invested equity. The analysis presented in Tab. 4 assumed a grace period of 1 year. In fact it is even longer and equal to 18 months, i.e. 1.5 years.

A similar cash flow simulation was made for the assumption that the project would be fully paid for with equity and would not be supported by a low-interest loan. In such a case the NPV is positive too, but it is only 15,800 PLN and the IRR is 9.4%. For most investors such a return would be unacceptable.

## 5. Conclusions

The case study demonstrates that the process of planning a PV power generation system is relatively straightforward, although it does require knowledge on cooperation between PV modules and the inverter. It has also been found that despite assuming a feed-in tariff for PV-generated electricity, the project would be very close to the feasibility threshold, as the payback time – in the case of using a low-interest loan – is 5 years, but without such a support it is 12 years.

It is worth adding that the analysis results are based on the assumption that all the generated electricity would be sold at a high, fixed price of 1.1 PLN/kWh. The installation presented constitutes a micro-installation which displays prosumer attributes. The draft act on Renewable Energy Sources, which has been approved by the government of the Republic of Poland but as yet has not been forwarded to the Polish parliament, specifies that in the case of prosumer-oriented micro-installations, the prosumer balances the energy used and generated, which reduces the cost of energy purchased by the prosumer by approx.

Years	Electricity generation [kWh]	Sales revenues [PLN]	Equity [PLN]	Loan instalment [PLN]	Loan interest [PLN]	Annual cash flow [PLN]	Rate of discount d	D – CF [PLN]
0			47,780.25			-47,780.25	1.00	-47,780.25
1	22,975	25,273				25,272.50	0.93	23,400.46
2	22,791	25,070		14,334.08	4,300.22	6,436.02	0.86	5,517.85
3	22,609	24,870		14,334.08	3,870.20	6,665.48	0.79	5,291.27
4	22,428	24,671		14,334.08	3,440.18	6,896.55	0.74	5,069.17
-	-	-		-	-	-	-	-
11	21,202	23,322		14,334.08	430.02	8,557.86	0.43	3,670.32
12	21,032	23,135				23,135.38	0.40	9,187.38
13	20,864	22,950				22,950.29	0.37	8,438.78
14	20,697	22,767				22,766.69	0.34	7,751.17
15	20,531	22,585				22,584.56	0.32	7,119.59
							NPV	53,717.56

Tab. 4. Analysis of net present value

55 groszy/kWh. The sale of surplus energy generated will only be possible once the price exceeds 80% of last year's energy price on the wholesale market (which was approx. 20 groszy/kWh). When these assumptions are applied, the project is no longer viable.

#### REFERENCES

- Appendix No 2 to the Resolution No. 1274/190/12 of the Pomorskie Voivodship Regional Board, beneficiary guideline for PROP 2007–2013, 30 October 2012.
- National Fund for Environmental Protection and Water Management, 2012 Priority Programmes, September 2012.
- Bank for Environmental Protection, European Offer [online], <http://www.bosbank.pl/index.php?page=2550>.
- Voivodship Fund for Environmental Protection and Water Management, Rules for Subsidies [online], [http://www.wfosigw-gda.pl/page,423,Zasady\\_udzielania\\_dofnansowania](http://www.wfosigw-gda.pl/page,423,Zasady_udzielania_dofnansowania).
- Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 14/11/2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC, OJ L 312 of 14.11.2012, pp. 1–56.
- [http://www.cd.geografa.vel.pl/obliczanie\\_kata\\_padania\\_promieni\\_slonecznych.html](http://www.cd.geografa.vel.pl/obliczanie_kata_padania_promieni_slonecznych.html) [date of access: 15/01/2013].
- Klugmann-Radziemska E., Udany projekt instalacji fotowoltaicznej – jak go zrealizować [Successful PV Generation Project – How to Realise It], *Czysta Energia* 2012, No. 10.
- Klugmann-Radziemska E., Fotowoltaika w teorii i w praktyce [Theory and Practice of Photovoltaics], Legionowo 2010.
- PN-HD 60364-7-712:2007, Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych, Część 7–712: Wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji, Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania [Electrical systems in building structures, Part 7-712: Guidelines for special systems or locations, Photovoltaic (PV) power supply systems – Polish Standard].
- Ministry of Infrastructure and Development, Typical meteorologic years and statistical climate data for the area of Poland for building-related energy calculations [online], [http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek\\_budowlany\\_i\\_teknika/Efektywnosc\\_energetyczna\\_budynkow/typowe\\_lata\\_meteorologiczne/Strony/start.aspx](http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_teknika/Efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/Strony/start.aspx) [accessed on: 30 June 2014].
- European Commission, PVGIS [online], <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- Szymański B., Instalacje fotowoltaiczne, wydanie II, Wydawnictwo GEOSystem, Kraków 2013.

#### Jerzy Buriak

Gdańsk University of Technology

e-mail: [jburiak@ely.pg.gda.pl](mailto:jburiak@ely.pg.gda.pl)

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Gdańsk University of Technology (1995). Obtained a doctoral degree at the Faculty of Electrical and Control Engineering of the same university (2001). Currently working as a lecturer at the Chair of Electrical Power Engineering, Gdańsk University of Technology.

His area of professional interest includes: planning of power system development, creating optimisation models and databases in power industry.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 27–34. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Analiza techniczno-ekonomiczna elektrowni fotowoltaicznej średniej mocy. Studium przypadku

**Autorzy**  
Jerzy Buriak

**Słowa kluczowe**  
elektrownia fotowoltaiczna, gospodarka energetyczna, analiza kosztów

### Streszczenie

W artykule autor przedstawił analizę budowy elektrowni fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej ok. 30 kW. Omówił zasady doboru podstawowych elementów elektrowni. Zreferował mechanizm opłacalności przedsięwzięcia w aspekcie wpływu wysokiej ceny stałej za sprzedawaną energię. Opisał również mechanizmy dotowania realizacji inwestycji.

### 1. Informacje ogólne

#### 1.1. Charakterystyka budynku

Jako studium przypadku posłużyła inwestycja zabudowy dachu budynku wielorodzinnego elektrownią słoneczną. Budynek zlokalizowany jest w województwie pomorskim. Ma płaski stropodach, 15% powierzchni dachu zajmują inne instalacje, m.in. kominny wentylacyjne i instalacje odgromowe. Zwody pionowe instalacji odgromowej chronią instalacje antenowe, ale nie zapewniają pełnego zabezpieczenia paneli elektrowni słonecznej. Z tego względu należy zmodernizować instalację ochrony odgromowej.

#### 1.2. Możliwości finansowania inwestycji

Inwestycje w odnawialne źródła energii wspierają m.in. [1, 2, 3, 4]:

- Regionalny program operacyjny województwa pomorskiego na lata 2007–2013. Programem zarządza Departament Programów Regionalnych Urzędu Marszałkowskiego. Minimalna wartość projektu to 1 mln zł, maksymalny udział dofinansowania w wydatkach kwalifikowanych wynosi 75% lub maksymalny dopuszczalny pułap pomocy publicznej określony w programie pomocowym. Wsparcia w zakresie zapewnienia wkładu własnego udziela w formie pożyczki Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
- Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (WFOŚiGW) do końca 2014 roku realizuje program dla przedsięwzięć z zakresu odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji. Minimalny koszt całkowity przedsięwzięcia to 0,5 mln zł, maksymalnie 10 mln w formie pożyczki na okres 10 lat z karencją 18 miesięcy, spłatami kwartalnymi, oprocentowanie 3% w skali roku. Wysokość pożyczki stanowi do 75% kosztów kwalifikowanych. Istnieje możliwość częściowego umorzenia pożyczki.
- Bank Ochrony Środowiska oferuje kredyt pomostowy i uzupełniający na finansowanie przedsięwzięć współfinansowanych z Funduszy Europejskich w kwocie nieprzekraczającej tego finansowania (pomostowy) lub 90% inwestycji (oba kredyty łącznie).

#### 1.3. Wymagania prawno-administracyjne

W przypadku budowy elektrowni fotowoltaicznej (PV) na dachu budynku możliwe jest uzyskanie pewnych oszczędności już na etapie przygotowania inwestycji i eksploatacji elektrowni. Nie ma wymogu zgłoszenia budowy ani uzyskania pozwolenia na budowę. W efekcie urząd gminy nie wymaga tworzenia pełnej dokumentacji projektowej dla realizowanej budowy. Gdy inwestycję realizuje zewnętrzny wyspecjalizowany podmiot, ten ostatni odnotowuje niższe koszty zarządzania inwestycją. W przypadku budowy elektrowni PV na gruncie trzeba ponieść koszty związane z dokumentacją projektową oraz zgłoszeniem budowy lub uzyskaniem pozwolenia na budowę. O tym, czy wymagane jest jedynie zgłoszenie, czy też pozwolenie na budowę, decyduje wielkość elektrowni i sposób posadowienia na gruncie konstrukcji wsporczych modułów PV. Niektóre rozwiązania nie tworzą trwałego związku z podłożem, gdyż konstrukcje wsporcze mocowane są do płyt betonowych JUMBO, które łatwo mogą być zdemontowane. Inne wykorzystują pale wbijane w ziemię kafarem.

W rozważanym przypadku elektrownia powstanie na płaskim dachu budynku wielorodzinnego, należącego do spółdzielni mieszkaniowej. Konstrukcje wsporcze modułów PV przytwierdzone będą do bloczków betonowych ułożonych na dachu budynku. Bloczki nie będą mocowane do poszycia. Założono, że nośność dachu jest wystarczająca i nie zagraża konstrukcji stropodachu.

Instalacja wykorzystuje wyłącznie dach i nie zajmuje dodatkowego terenu, tym samym nie wznosi się opłata związana z podatkiem od nieruchomości.

Osobnym zagadnieniem jest stworzenie warunków niezbędnych do przyłączenia mocy wytwórczej. Tej istotnej kwestii nie rozwinięto jednak w artykule, zakładając istotną ingerencję nowo opracowywanych aktów prawnych i przyjmując, że uprościć one proces przyłączenia źródeł rozproszonych do sieci dystrybucji energii elektrycznej. Kierunek tych zmian ewidentnie wytycza Dyrektywa 2012/27 WE, nakładająca na dystrybutorów energii wymóg realizacji (na przestrzeni kilku lat) następujących warunków [5]:

- umożliwienie odbiorcom dynamicznego wyboru taryf strefowych
- zapewnienie zdalnego dostępu (Internet)

do danych historycznych o zużyciu i generacji (oprócz tradycyjnego dostępu przez interfejs licznika)

- zapewnienie zainteresowanym odbiorcom liczników czterokwadratowych ewidencjonujących zużycie i wytwarzanie energii. Ponadto dyrektywa określa obowiązek odbioru energii wytworzonej w źródłach mikrogeneracji.

### 2. Dobór elementów elektrowni

#### 2.1. Dobór modułów fotowoltaicznych

Dobierając moduły PV pod kątem zastosowania ich w elektrowni, oprócz ceny za jednostkę mocy oraz uwzględnienia sprawności modułów powinniśmy wziąć pod uwagę jakość wykonania i wykończenia, aktualność i długość listy certyfikatów potwierdzających testy, którym poddano moduł, w szczególności uzyskanie certyfikatów poświadczających zgodność z normami, np. z serii IEC 60904, jak IEC 60904-2. Nie bez znaczenia jest także renomowana marka producenta modułów, co powinna również potwierdzać wieloletnia gwarancja, wynosząca 20–25 lat.

Mimo że elektrownia będzie zlokalizowana na wysokim budynku i nie występuje groźba zacienienia ze strony drzew, a kominny wentylacyjny są niższe od paneli, ważne jest, aby moduły PV posiadały zabezpieczenie w postaci diod, stanowiących by-passy na wypadek zacienienia. Zacienienie może być wynikiem wzajemnego przesłaniania się paneli. Latem sytuacja taka może trwać stosunkowo krótko, ale zimą pierwsze rzędy paneli mogą przesłaniać kolejne rzędy przez dłuższy czas. Nie bez znaczenia jest także wpływ anten TV oraz zwodów odgromowych (mimo ich niewielkich przekrojów), gdyż częściowo zacienione ogniwa, o ile nie posiadają obejścia z diody, ograniczają przepływ prądu od niezacienionych ogniw w module. Istotny jest ponadto nie tylko fakt, czy moduł posiada diody na obejściach ogniw, ale także ich liczba. Ogniwa w module są łączone szeregowo z równoległymi stycznymi diodami, co częściowo łagodzi problem przesuwającego się cienia. Ponadto producent może sugerować pionowy lub poziomy montaż modułów w zależności od tego, czy cień przesuwają się na całej wysokości panelu czy też przesłania dolną część modułu.

W ramach analizy studium przypadku założono, że dobrane zostaną panele typu najczęściej preferowanego, czyli z ogniwami

z krzemu polikrystalicznego. Są one mniej sprawne od krzemowych ogniw monokrystalicznych, ale istotnie tańsze.

Dla analizowanej elektrowni dobrano moduły SilverLine GSP6-250-SI60 firmy GermanSolar, gdyż istniała możliwość zweryfikowania prezentowanych w artykule obliczeń, z wycenieniami kalkulatora tej firmy dostępnego na stronie: <http://www.germansolar.de/sc/calculator.php?lang=en>.

## 2.2. Określenie liczby modułów

Dach budynku ma rozmiary 12 · 44 m, czyli 528 m<sup>2</sup>. Jednak ze względu na inne instalacje jedynie 85% powierzchni dachu można zabudować konstrukcjami elektrowni PV, co stanowi około 450 m<sup>2</sup>. Budynek dłuższym bokiem zwrócony jest w kierunku południowo-wschodnim.

Odległości między kolejnymi rzędami paneli na płaskim dachu budynku wyliczono z uwzględnieniem kąta padania promieni słonecznych w określonych porach roku dla szerokości geograficznej Gdańska, która wynosi 54,21 N.

W dniach rozpoczynających astronomiczną wiosnę i jesień (21 marca i 23 września) kąt padania promieniowania słonecznego wyznaczamy z zależności:

$$\beta = 90^\circ - \varphi = 90^\circ - 54,21 = 35,79^\circ \quad (1)$$

gdzie:  $\beta$  – kąt padania promieni słonecznych [°],  $\varphi$  – szerokość geograficzna [°].

W dniu przesilenia letniego (22 czerwca) słońce znajduje się w zenicie nad zwrotnikiem Raka. Wobec tego od 90° trzeba odjąć różnicę szerokości geograficznej miejsca obserwacji i szerokości geograficznej zwrotnika Raka [6].

$$\beta = 90^\circ - (\varphi - 23,27^\circ) = 59,06^\circ \quad (2)$$

W okresie przesilenia zimowego (22 grudnia) słońce znajduje się w zenicie nad zwrotnikiem Koziarozca. Gdańsk ma w tym czasie najniższy w ciągu roku kąt padania promieni słonecznych, który liczymy ze wzoru:

$$\beta = 90^\circ - (\varphi + 23,27^\circ) = 12,52^\circ \quad (3)$$

Znając minimalny kąt padania promieni słonecznych w ciągu roku, można wyznaczyć na tej podstawie odległość między kolejnymi rzędami paneli fotowoltaicznych. Na rys. 1 przedstawiono schematyczny wykres użyty do obliczenia odległości rzędów.

Odległość między rzędami wyznaczono z poniższego wzoru, uzyskanego po przekształceniach trygonometrycznych. Jako wartość odpowiednią nachylenia konstrukcji wsporczej i samego panelu przyjęto 25°. Zalecane wartości zawarte są w przedziale 25–40°. Przyjęto wartość dolną właśnie ze względu na oczekiwany wynik znacznej odległości między rzędami. Wysokość dobrego modułu to 165 cm. Wysokość podstawy konstrukcji wsporczej, którymi są bloczki betonowe, to 25 cm. Podstawy nie uwzględniamy jednak w obliczeniach, gdyż może ona być zacieniana.

$$z = \frac{h \cdot \sin(180^\circ - (\alpha + \beta))}{\sin(\beta)} = 4,64 \text{ m} \quad (4)$$

gdzie:  $z$  – odległość między rzędami [m],  $\alpha$  – nachylenie panelu,  $h$  – wysokość paneli [m].

Obrys budynku to 12 · 44 m, jednak budynek posiada atykę o wysokości kilkudziesięciu centymetrów. Z tego powodu rząd paneli musi być odsunięty od niej o ok. 90 cm. Atyka stanowi dodatkowe zabezpieczenie przed zrzuceniem elementów instalacji z dachu podczas silnych wiatrów. Mocowania konstrukcji i paneli muszą być sprawdzane po każdym sezonie zimowym, gdyż ewentualne zrzucenie panelu stanowi zagrożenie dla życia i zdrowia przechodniów. Pojedynczy moduł ma szerokość 99 cm. W efekcie dobrano 110 modułów: w rzędzie pierwszym i trzecim po 43 sztuki, zaś w rzędzie drugim – ze względu na konieczność uwzględnienia przeszkody w postaci innych instalacji – 23 sztuki.

## 2.3. Dobór inwertera dla elektrowni

„Moduły fotowoltaiczne są klasyfikowane wg nominalnej mocy wyjściowej, wyrażonej w Wp (peak Watt), czyli mocy wyjściowej, uzyskanej z danego modułu w warunkach STC (ang. *Standard Test Conditions*), odpowiadających temperaturze modułu 25°C, natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m<sup>2</sup> i rozkładowi spektralnemu promieniowania AM 1,5 (bezhmurne niebo w południe). Należy jednak pamiętać, że rzeczywiste warunki nasłonecznienia są zmienne i zwykle otrzymuje się wartości mocy wyjściowej równe 85–90% wartości odpowiadającej warunkom STC. Poza zmiennym nasłonecznieniem również temperatura modułu rzadko odpowiada warunkom STC, a jej wzrost redukuje otrzymywane napięcie i moc o ok. 0,5% na każdy

1°C, wskutek czego 100-watowy moduł o temperaturze 45°C wykazuje 10-procentowy spadek mocy i faktycznie dostarcza 90 W” [7].

Chcąc dobrać inwerter dla projektowanej elektrowni PV, należy uwzględnić moc będącą sumą mocy szczytowych zastosowanych modułów, chyba że planuje się użycie więcej niż jednego falownika. Należy mieć jednak na uwadze fakt, że im więcej wykorzystuje się urządzeń, tym jest wyższy ich koszt jednostkowy. Z drugiej jednak strony zastosowanie kilku inwerterów sprawia, że potencjalna awaria jednego z nich zatrzymuje pracę tylko części elektrowni. W analizowanym przypadku, w związku z tym, że mamy do czynienia z małą mocą, bardziej uzasadnione wydaje się wprowadzenie układu z pojedynczym inwerterem.

Znając moc instalacji, możemy obliczyć, czy inwerter spełnia warunek mocy [8]:

$$0,7 \cdot P_{\max MOD} < P_{nINV} < 1,2 \cdot P_{\max MOD} \quad (5)$$

gdzie:  $P_{nINV}$  – moc inwertera [W],  $P_{\max MOD}$  – suma mocy modułów [W].

Właściwsze byłoby stosowanie pojęć mocy zainstalowanej, określanej w warunkach standardowych, oraz mocy osiągalnej przez moduł czy też całą elektrownię, ponieważ w warunkach eksploatacji w Polsce obie te moce są różne. Dzieje się tak z powodu nasłonecznienia mniejszego niż standardowe albo też z racji ogrzania się ognia do temperatury powyżej 25°C. Takie rozróżnienie pozwoliłoby lepiej wykorzystywać warunki przyłączeniowe wydane dla elektrowni przez operatora sieci dystrybucyjnej.

W przypadku rozpatrywanej instalacji z dobranymi 110 modułami SilverLine GSP6-250-SI60 o mocy maksymalnej 250 W, warunek (5) wygląda następująco:

$$0,7 \cdot 27250 < P_{nINV} < 1,2 \cdot 27250 \\ 19075 < P_{nINV} < 32700 \quad (6)$$

Na tej podstawie wstępnie dobrano inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL, o mocy znamionowej 27,6 kW oraz maksymalnym napięciu wejściowym 1 kV.

Kolejnym krokiem jest wyznaczenie maksymalnej liczby modułów w łańcuchu [8]:

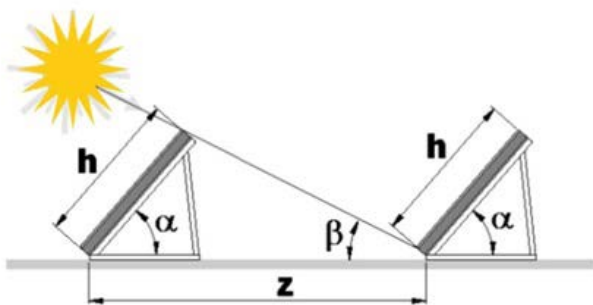
$$n_{\max} = \frac{U_{DC \max}}{U_{OC(-10^\circ C)}} = \frac{1000}{1,14 \cdot 37,60} = 23 \quad (7)$$

gdzie:  $U_{DC \max}$  – maksymalne napięcie wejściowe inwertera [V],  $U_{OC(-10^\circ C)}$  – napięcie obwodu otwartego w temperaturze -10°C, przy czym jeśli nie jest podane w specyfikacji producenta, należy je obliczyć na podstawie danych dla STC ze wzoru:

$$U_{OC(-10^\circ C)} = 1,14 \cdot U_{OC(STC)} \quad (8)$$

Temperaturą STC, czyli temperaturą wykonywania normatywnego testu, jest 25°C. Napięcie obwodu otwartego modułu SilverLine GSP6 wynosi 37,6 V.

Maksymalna liczba 23 modułów w łańcuchu paneli oznacza, że dobrane 110 modułów należy podzielić na minimum pięć łańcuchów. Dobrany inwerter posiada dwa niezależne układy śledzenia punktu mocy



Rys. 1. Schematyczna ilustracja kąta padania promieniowania, źródło: www.slideshare.net

maksymalnej. Pięć łańcuchów oznacza, że jeden układ będzie obciążony mocą dwóch, a drugi mocą trzech grup modułów. Aby równomiernie obciążyć układy falownika, należy sprawdzić potencjalną możliwość podziału na większą liczbę łańcuchów. W tym celu weryfikujemy minimalną liczbę modułów w łańcuchu [8]:

$$n_{\min} = \frac{U_{DC\min}}{U_{OC(70^\circ C)}} = \frac{360}{0,82 \cdot 37,60} = 12 \quad (9)$$

gdzie:  $U_{DC\min}$  – minimalne napięcie wejściowe inwertera [V] (dla Power-One Aurora TRIO-27.6-TL wynosi ono 360 V),  $U_{OC(70^\circ C)}$  – napięcie obwodu otwartego w temperaturze  $70^\circ C$ , przy czym jeśli nie jest podane przez producenta, należy obliczyć je na podstawie parametrów STC [V]:

$$U_{OC(70^\circ C)} = 0,82 \cdot U_{OC(STC)} \quad (10)$$

Liczba modułów w łańcuchu może więc wynosić od 12 do 23, co oznacza od 5 do 9 łańcuchów. Określając liczbę łańcuchów, należy jednak sprawdzić obciążalność niezależnego układu inwertera, dzieląc maksymalny prąd układu falownika przez prąd modułu PV w punkcie mocy maksymalnej MPP:

$$n \leq \frac{I_{\max INV}}{I_{MPP}} \quad (11)$$

gdzie:  $I_{\max INV}$  – maksymalne dopuszczalne natężenie prądu stałego inwertera [A],  $I_{MPP}$  – prąd w punkcie mocy maksymalnej modułu [A].

Na podstawie danych katalogowych dobrego modułu PV i inwertera odczytano  $I_{\max INV} = 32 A$ , a  $I_{MPP} = 8,33 A$ . Zatem liczba łańcuchów modułów przypadających na jeden układ inwertera musi spełniać warunek:

$$n \leq \frac{32}{8,33} \quad (12)$$

$$n \leq 3$$

W efekcie 110 modułów podzielono na 6 łańcuchów po 18 i 19 sztuk w łańcuchu, po 3 łańcuchy w obu obwodach inwertera. Na koniec doboru inwertera weryfikujemy, czy warunki pracy jego i modułów PV będą mieściły się w akceptowalnych granicach. Dopuszczalne natężenie prądu przypadające na każdy układ śledzenia punktu mocy maksymalnej (tzw. układ MPPT, ang. *Maximum Power Point Tracking*) wynosi 32 A. W analizowanym przypadku wartość ta nie jest przekroczona, gdyż:

$$I_n > I_{MPP} \cdot n = 8,33 \cdot 3 = 24,99 A \quad (13)$$

gdzie:  $n$  – liczba łańcuchów na jeden układ inwertera.

Napięcie przyłożone do wejścia inwertera nie może przekroczyć 1000 V. Teoretycznie najgorszym wariantem jest sytuacja, w której obwód odbioru energii jest otwarty, ogniwa zmrożone i występuje silne nasłonecznienie. Dwa ostatnie czynniki nie występują razem, dlatego do sprawdzenia przyjęto napięcie

modułu w temperaturze standardowego testu, czyli  $25^\circ C$ . W projektowanej elektrowni wynosi ono:

$$U_{dop} > U_{OC(STC)} \cdot I_m = 37,6 \cdot 19 = 714 V \quad (14)$$

gdzie:  $U_{OC(STC)}$  – napięcie otwartego obwodu modułu w warunkach STC [V],  $I_m$  – liczba modułów w najdłuższym łańcuchu ( $I_m = 19$ ).

Sprawdzenia wymaga również moc przypadająca na pojedynczy układ MPPT inwertera Power-One Aurora TRIO-27.6-TL, która wg danych producenta nie powinna przekroczyć mocy znamionowej równej 16 kW. Wartość szczytowa mocy przekształcanie przez inwerter wynosi:

$$P_s = I_B \cdot U_n = 24,99 \cdot 570 = 14\,244 W \quad (15)$$

gdzie:  $I_B$  – natężenie prądu w układzie inwertera [A] (według wzoru (13) wynosi 24,99 A),  $U_n$  – napięcie znamionowe systemu [V]:

$$U_n = U_{MPP} \cdot I_m = 30 \cdot 19 = 570 V \quad (16)$$

gdzie:  $U_{MPP}$  – napięcie znamionowe obciążonego modułu [V].

Wszystkie warunki zostały spełnione, więc konfiguracja paneli została dobrana poprawnie.

#### 2.4. Dobór przewodów i zabezpieczeń

Dobry inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL ma obudowę w wersji OUTDOOR, pozwalającą na montaż na zewnątrz, w tym wypadku na dachu budynku. Przed inwerterem należy zamontować skrzynkę instalacyjną (ulożoną od strony elektrowni), w której przede wszystkim znajdują się rozłączniki pozwalające na odłączenie od elektrowni na wypadek napraw lub przeglądu inwertera. Możliwość odłączenia musi istnieć również od strony przyłącza energetycznego, w tym odłączenia wyłącznikiem przeciwpożarowym za pomocą stycznika. Elektrownia będzie miała własne przyłącze z licznikiem rejestrującym generację i zużycie energii przez instalację elektrowni w stanie jej czuwania (ang. *stand-by*) i w trybie nocnym. Takie dodatkowe tryby pracy wyróżnia inwerter.

Rozłączniki po stronie napięcia stałego powinny zostać dobrane na prąd znamionowy układów inwertera, czyli w analizowanym przypadku 32 A. Ze względu na trwałość aparatów zalecane jest użycie aparatów dostosowanych do prądu stałego. Mimo rozłączników i zabezpieczeń znajdujących się we wnętrzu inwertera podczas prac przy elektrowni PV należy zachować szczególną ostrożność, pamiętając, że mamy do czynienia z elektrownią modułową i że napięcie rażenia może wystąpić w wielu miejscach tej instalacji.

Dobierając przekroje przewodów łączących łańcuchy modułów z inwerterem, postępujemy nieco inaczej niż w przypadku tradycyjnych instalacji. W tradycyjnych instalacjach o dobrej przewodności, oprócz obciążalności długotrwałej, często decyduje kryterium minimalnego przekroju ze względu na dopuszczalny spadek napięcia. Analizowany budynek ma dach o rozpiętości kilkudziesięciu metrów i spadki napięcia w instalacji prowadzonej

po dachu mogą być kilkuprocentowe. Jednak w naszym przypadku napięcia stałe, dochodzące do inwertera, znajdują się w środku zakresu dopuszczalnych napięć wejściowych, dlatego w dążeniu do spróśtania kryterium dopuszczalnych spadków napięcia można postępować mniej restrykcyjnie. Z drugiej strony należy pamiętać, że małe przekroje przewodów zwiększają rezystancję obwodu mierzoną od strony zacisków wejściowych falownika.

W ramach sprawdzania dopuszczalnych spadków napięcia nierzadko popełnianym błędem jest przyjmowanie pełnego obciążenia na całej długości połączeń, tj. między ciągami paneli a inwerterem, gdzie częstym rozwiązaniem jest realizowanie połączeń w skrzynce instalacyjnej w pobliżu inwertera i tylko krótki odcinek jest przewodem w pełni obciążonym.

W analizowanym projekcie elektrowni PV szczególnie ważne jest sprawdzenie spadku napięcia na wewnętrznej linii zasilającej WLZ, łączącej inwerter ze złączem kablowym sieci dystrybucyjnej. WLZ prowadzony jest w kanale kablowym jednej z klatek pięciokondygnacyjnego bloku mieszkalnego, a przyłącze znajduje się po niekorzystnej stronie budynku, co sprawia, że kable mają długość ok. 45 m. Po dobru miedzianych przewodów o przekroju  $16 \text{ mm}^2$  i obciążeniu szczytowym rzędu 28 kW otrzymujemy spadek napięcia na przewodzie WLZ wynoszący ok. 1%.

Osobnym zagadnieniem jest degradacja izolacji kabli i przewodów ułożonych na dachu w wyniku działania promieniowania ultrafioletowego UV. Przewody w miarę możliwości należy zabezpieczyć przed bezpośrednim działaniem promieniowania słonecznego – połączenia należy realizować od strony północnej, a także wykorzystać zacienienie przez panele PV.

Po stronie napięcia przemiennego (AC) ochronę dodatkową tradycyjnie spełnia samoczynne wyłączenie zasilania. Natomiast po stronie napięcia stałego (DC) norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie urządzeń II klasy ze wzmocnioną izolacją [9], co wespółgra z odpornością na promieniowanie UV. Należy pamiętać, że częste badanie izolacji po stronie DC jest trudne i wymaga specjalnego postępowania z panelami, np. ich zakrywania przed odłączeniem. Stąd zastosowanie kabli i przewodów o zwiększonej odporności na promieniowanie słoneczne lub ich osłanianie jest uzasadnione ekonomicznie. Norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie kabli jednożyłowych w osłonie. Norma PN-HD 60364-7-712:2007 określa wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji, w tym fotowoltaicznych układów zasilania. Mimo że nie jest to rozbudowany dokument, dostarcza kilku cennych rad, m.in. nie zezwala na stosowanie po stronie DC jako ochrony dodatkowej izolowanego stanowiska, czy też nieuziemionych połączeń wyrównawczych.

Kolejnym problemem w instalacji z elektrownią słoneczną jest stosowanie, jako uzupełniającej ochrony przeciwporażeniowej, wyłączników różnicowoprądowych. W zależności od stopnia separacji między stroną DC a AC inwertera stosowanie wyłącznika różnicowoprądowego w instalacji przyłącza sieciowego może się okazać

niemożliwe. Wielu producentów inwerterów wskazuje jednak na możliwość zastosowania wyłącznika różnicowoprądowego typu B. Natomiast jeżeli konstrukcja inwertera uniemożliwia przenoszenie na stronę AC prądów stałych przy zwarciu po stronie DC, wówczas mogą być stosowane zwykle wyłączniki różnicowoprądowe.

Ochrona przed przeciążeniem nie jest wymagana po stronie DC, o ile przekroje przewodów są dobrane z uwzględnieniem prądów maksymalnych, jakie teoretycznie mogą się pojawić w warunkach STC.

Ze względu na usytuowanie instalacji na dachu istotna jest ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa. Weryfikacji należy poddać rozmieszczenie i wysokości zwodów pionowych, ewentualnie należy wnieść dodatkowe. W celu ograniczenia indukowania napięć w przewodach i kablach ułożonych na dachu należy unikać tworzenia przez nie pętli, a te które wystąpią, powinny obejmować jak najmniejszy obszar.

### 3. Określenie wydajności elektrowni słonecznej

Uzysk energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej można obliczyć, korzystając z mocy fotoogniwa oraz opierając się na położeniu geograficznym instalacji. Potrzebne dane statystyczne o nasłonecznieniu w danym miejscu w Polsce udostępniła Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju [10]. Niestety, dla Gdańska, konkretnie dla dzielnicy Nowy Port, dane opracowano na podstawie źródeł z lat 1987–2000. Postanowiono zatem skorzystać z aktualnych danych udostępnianych przez Komisję Europejską w projekcie PVGIS [11] (tab. 1).

$H_h$  – nasłonecznienie na panel ułożony poziomo (Wh/m<sup>2</sup>/d)

$H_{opt}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod optymalnym kątem (ok. 39°) (Wh/m<sup>2</sup>/d)

Miesiąc	$H_h$	$H_{opt}$	H(25)	H(25,-45)
styczeń	580	1010	888	786
luty	1210	1900	1710	1542
marzec	2690	3770	3510	3244
kwiecień	4460	5370	5240	5004
maj	5450	5660	5780	5680
czerwiec	5720	5610	5840	5785
lipiec	5220	5200	5380	5319
sierpień	4430	4950	4950	4777
wrzesień	3190	4210	3990	3729
październik	1700	2660	2410	2177
listopad	703	1230	1080	957
grudzień	572	940	834	737
średnio	3000	3550	3480	3311

Tab. 1. Średniomiesięczne nasłonecznienie dzienne na terenie Gdańska [11]

$H_{(25)}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° (Wh/m<sup>2</sup>/d)

$H_{(25,-45)}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° z azymutem -45° (Wh/m<sup>2</sup>/d)

Z tab. 1 wynika, że średnioroczna wartość dziennego nasłonecznienia panelu, przy nachyleniu optymalnym i pod kątem 25°, różni się o 70 Wh/m<sup>2</sup>, co nie jest wartością znaczącą. Jeżeli dodatkowo uwzględnimy pokrycie paneli śniegiem przez dwadzieścia kilka dni w roku, ta różnica będzie jeszcze mniejsza.

Rola azymutu również nie jest decydująca. Azymut południowy przyjmowany jest jako zerowy. W naszym przypadku występuje azymut południowo-wschodni (-45°). Odchylenie o 45 stopni od kierunku południowego nie powoduje radykalnej różnicy w nasłonecznieniu. Różnica ta to 4,9% w wartości średniorocznej nasłonecznienia. Rozpatrywana elektrownia posiada 110 modułów o wymiarach zewnętrznych 1650 · 990 mm. Rama modułu ma szerokość 40 mm, stąd założono, że skuteczne wymiary modułu to 1560 · 900 mm. Na podstawie tego założenia określono, że w konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną bierze udział następująca powierzchnia A ogniów fotowoltaicznych:

$$A = 156 \text{ cm} \cdot 90 \text{ cm} \cdot 110 \text{ szt} = 154,4 \text{ m}^2 \quad (17)$$

W dobranych modułach PV zastosowane są ogniwa o wysokiej sprawności, wynoszącej 15,3%. Jest to stosunkowo wysoka sprawność dla ogniów z krzemu polikrystalicznego, bliska ogniowom z krzemu monokrystalicznego. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że sprawność istotnie zależy od temperatury pracy ogniwa i spada 0,44% na każdy stopień powyżej temperatury STC, ale i wzrasta na każdy stopień poniżej tej temperatury. Szacuje się, że wpływ temperatury zmniejsza roczną produkcję energii elektrycznej modułu o kilkanaście procent (do oszacowania rocznej produkcji przyjęto 11%).

Kolejnym zjawiskiem utrudniającym wykorzystanie energii słonecznej jest zjawisko odbicia promieni słonecznych. Ogniwa nie są ciałami idealnie czarnymi. Dla zaproponowanego modułu założono zatem, występującą z tego powodu, stratę rzędu 3%.

Wygenerowana moc w łańcuchach modułów podlega przetwarzaniu w inwerterze na przemienną napięcie i prąd. Inwerter jest istotnym elementem generacji strat mocy elektrycznej. Dobry falownik jest wysoce wydajny. Przy obciążeniu znamionowym jego sprawność jest bliska 98%, natomiast sprawność średnioważona, uwzględniająca typowy rozkład obciążenia, wynosi 96%.

Na podstawie powyższych założeń określono roczną produkcję elektrowni słonecznej o mocy 28,49 kW, zainstalowanej na dachu budynku wielorodzinnego w Gdańsku o współrzędnych geograficznych 54,21 N, 18,37 E [11], dla paneli ustawionych na stojakach o nachyleniu 25° oraz ekspozycji z kątem azymutu -45°:

$$E = \sum_i^{12} H_{(25^\circ, -45^\circ)_i} \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot (1 - \epsilon_T) \cdot (1 - \epsilon_R) \cdot (1 - \epsilon_{INV}) \cdot (1 - \epsilon_W) \quad (18)$$

gdzie:  $E$  – roczna produkcja energii [Wh],  $H_{(25,-45)_i}$  – miesięczna wartość nasłonecznienia 1 m<sup>2</sup> powierzchni nachylonej pod kątem 25° i zwróconej na południowo-wschód,  $A$  – powierzchnia czynna ogniów PV [m<sup>2</sup>],  $\eta_{STC}$  – sprawność ogniwa w warunkach STC,  $\epsilon_T$  – straty wynikające z temperatury ogniwa powyżej 25°C,  $\epsilon_R$  – straty odbicia promieni słonecznych,  $\epsilon_{INV}$  – straty w inwerterze,  $\epsilon_W$  – straty energii w instalacji elektrycznej.

$E$  – miesięczna generacja energii elektrycznej przy 110 modułach [kWh]

$H_{(25,-45)}$  – nasłonecznienie na panel ustawiony pod kątem 25° z azymutem -45° (Wh/m<sup>2</sup>/miesiąc).

W tab. 2 przedstawiono wyniki obliczeń ilości wygenerowanej energii w każdym miesiącu, wynikające z uwzględnienia danych o nasłonecznieniu zawartych w bazie danych i zamieszczonych na stronie projektu PVGIS [11]. Kolejne kolumny tab. 2 zawierają liczbę dni miesiąca, oszacowaną wartość nasłonecznienia w danym miesiącu, uzysk energii w każdym miesiącu oraz przychód ze sprzedaży energii po stałej cenie 1,1 zł/kWh. Uzysk energii obliczony jest z uwzględnieniem sprawności i strat przedstawionych we wzorach (18, 19). Dla stycznia i lutego liczbę dni pomniejszono o przyjęte 12 i 11 dni z pokrywą śnieżną.

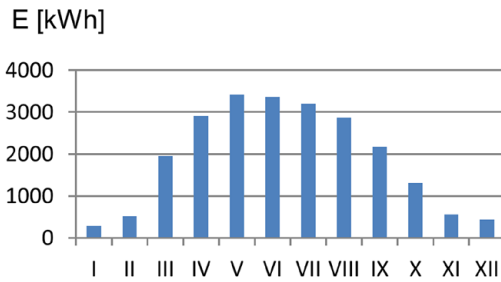
Roczne nasłonecznienie wyliczono, sumując dane z wszystkich miesięcy, wynosi ono 1185 kWh/m<sup>2</sup>. Poniżej przedstawiono podstawienie wartości do wzoru (18) i wyliczenie rocznego uzysku energii.

$$E = 1185 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 154,4 \text{ m}^2 \cdot 15,3\% \cdot (1 - 11\%) \cdot (1 - 3\%) \cdot (1 - 4\%) \cdot (1 - 1\%) = 22975 \text{ kWh} \quad (19)$$

Roczny uzysk energii szacowany jest więc na prawie 23 MWh. Jego roczny rozkład w sposób graficzny prezentuje rys. 2.

Miesiąc	dni	H(25,-45)*dni	E [kWh]	Przychód [zł]
styczeń	19	14 934	289	318
luty	17	26 214	508	559
marzec	31	100 564	1 949	2 144
kwiecień	30	15 0120	2 910	3 201
maj	31	17 6080	3 413	3 754
czerwiec	30	17 3550	3 364	3 700
lipiec	31	16 4889	3 196	3 516
sierpień	31	14 8087	2 870	3 157
wrzesień	30	11 1870	2 168	2 385
październik	31	67 487	1 308	1 439
listopad	30	28 710	556	612
grudzień	31	22 847	443	487
suma	342	118 5352	22 975	25 272

Tab. 2. Miesięczna produkcja i przychód ze sprzedaży energii przy cenie 1,1 zł/kWh [11]



Rys. 2. Uzysk energii z elektrowni fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach, źródło: opracowanie własne

Uzysk energii z przedstawionej elektrowni z roku na rok będzie mniejszy. Standardowy spadek efektywności ogniw krzemowych to 0,8%. Oznacza to, że ogniwo o początkowej sprawności 15,3% za rok ma sprawność 15,3% · 99,2%, czyli 15,18%.

#### 4. Analiza opłacalności budowy elektrowni fotowoltaicznej

##### 4.1. Nakłady inwestycyjne

W tab. 3 przedstawiono zestawienie głównych składników nakładów inwestycyjnych. Zamieszczona w tabeli uproszczona kalkulacja opiera się na powszechnie dostępnych cenach urządzeń wyrażanych w złotych i euro, prezentowanych na stronach WWW hurtowni i portali handlu elektronicznego. Ceny powyższe są realne, ale mają charakter wolnorynkowy, stąd zrezygnowano z podania ich w sposób precyzyjny. Na uwagę zasługuje przede wszystkim cena modułów PV. W analizach rynku określa się kilkuprocentową coroczną redukcję ceny 1 W mocy zainstalowanej w ogniwach PV, która ma następować w wyniku rozwijania technologii produkcji ogniw i modułów PV. Na przykład w analizach rynku wykonywanych na potrzeby uzasadnienia wysokości cen stałych za produkowaną energię, założonych w tworzonej ustawie o odnawialnych źródłach energii (OZE), przyjęto 5-proc. coroczną redukcję kosztu w okresie do 2020 roku.

Dzieląc sumę nakładów, kosztów i opłat z tab. 3 przez moc zainstalowaną, tj. 28 488 W, uzyskujemy wskaźnik nakładów jednostkowych na poziomie 6390 zł/kW. Zakładając, że nieuwzględnione składniki nakładów, np. takie jak transport, stanowią 5% tej kwoty, otrzymujemy nakład jednostkowy 6710 zł/kW. Wartość ta jest bliska kryteriom przyjmowanym przy opracowywaniu projektu ustawy o OZE, gdzie przyjęto, że koszt 1 kW dla instalacji dachowej PV (o mocy 10–100 kW) wynosi 6600 zł. Przedstawione w tab. 3 wartości to nakłady inwestycyjne. Po zsumowaniu ich nie uzyskamy jednak pełnych kosztów kapitałowych, gdyż te zawierają jeszcze wartość pozyskania kapitału i inne dodatkowe wydatki związane z obsługą finansową. Koszty te wystąpią w razie wykorzystania kredytu komercyjnego lub nisko oprocentowanej pożyczki z WFOŚiGW.

##### 4.2. Koszty eksploatacyjne

Koszty eksploatacyjne elektrowni fotowoltaicznej stanowią wartość, która nie może być pominięta. Składają się na nie koszty serwisowania elektrowni, w szczególności serwisowej obsługi inwertera i opłaty wynikające z napraw elementów instalacji oraz obsługi handlowej, świadczonej

przez przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną, jak również wydatki wynikające z opłat operatora sieci dystrybucyjnej. Razem stanowią one kilka tysięcy złotych w skali roku. W założeniach ustawy o OZE dla elektrowni PV o mocy 10–100 kW określono je na poziomie 132 zł/kW. Koszty eksploatacyjne zmienne zależne od produkcji energii są mniej znaczące i zostały włączone do kosztów eksploatacyjnych stałych.

##### 4.3. Badanie opłacalności inwestycji

W celu zbadania opłacalności inwestycji wyznaczono jej wartość bieżącą netto, czyli NPV, przy założonym 15-letnim okresie eksploatacji. Mimo że trwałość samych modułów PV określana jest na 25 lat, to ciągły spadek ich sprawności (0,8% rocznie) oraz ograniczona trwałość stojaków paneli, jak również narażonej na promieniowanie UV instalacji, uzasadniają takie założenie. Ponadto za 15 lat powierzchnia dachu będzie atrakcyjna dla inwestycji w postaci modernizacji elektrowni z zastosowaniem nowych, wydajniejszych generacji ogniw PV.

$$NPV = \sum_{t=1}^{15} \left( \frac{CF_t}{(1+p)^t} \right) - I_0 \quad (20)$$

gdzie: NPV – wartość bieżąca netto,  $CF_t$  – przepływy gotówkowe w okresie  $t$ ,  $p$  – stopa dyskonta [%],  $I_0$  – nakłady początkowe [zł],  $t$  – kolejne lata eksploatacji inwestycji.

W tab. 4 przedstawiono wyniki obliczeń przepływów finansowych związanych z obliczeniem NPV za okres 15 lat. W analizie zastosowano wiele uproszczeń dotyczących kosztów obsługi finansowej oraz podatku. W tabeli zawarto m.in. wkład własny inwestora ( $I_w$ ), który wynosi 25% nakładów początkowych – 1,05 · 182 020 zł, roczne uzyski energii ( $E$ ), przychody ze sprzedaży energii po stałej cenie 1,1 zł/kWh ( $U$ ), koszty spłaty pożyczki z WFOŚiGW, zaciągniętej na 75% wartości inwestycji (oprocentowanie w skali roku: 3%). Dla każdego okresu oblicza się przepływy gotówkowe ( $CF$ ) równe przychodom pomniejszonym o koszty eksploatacyjne, odsetki i raty pożyczki. Różnica wartości podlega dyskонтowaniu na rok zerowy. Współczynnik dyskontowy  $d$  określa wzór:

$$d = \frac{1}{(1+p)^t} \quad (21)$$

Zsumowanie zdyskontowanych przepływów pieniężnych i pomniejszenie ich przez poniesiony na początku wkład własny daje bieżącą wartość netto. Wartość bieżąca netto to ponad 53 tys. złotych. Wartość jest dodatnia, więc wstępnie można ocenić inwestycję jako opłacalną.

W arkuszu Excel, w którym prowadzono obliczenia, dobrano również wartość stopy dyskonta, przy której NPV jest równe zero. W ten sposób wyznaczono wewnętrzną stopę zwrotu, która wyniosła 23,3%.

Urządzenie lub usługa	Jednostka	Cena jednostkowa	Nakład [zł]
Moduł fotowoltaiczny o mocy PMPP = 250 W	110 szt.	$\frac{3,50}{1W}$	96 250
Inwerter	1 szt.	20 000	20 000
Licznik energii elektrycznej	1 szt.	2 500	2 500
Układ zdalnego odczytu licznika	1 szt.	700	700
Kabel na instalację DC 6 mm <sup>2</sup>	250 m.b.	$\frac{8,00}{m.b.}$	2 000
Kabel WLZ YKYžo 5 · 16 mm <sup>2</sup>	45 m.b.	$\frac{21,00}{m.b.}$	1 000
Rozłączniki Skrzynki rozłączników DC Szafki przyłącza Podstawy bezpiecznikowe Bezpieczniki Wyłącznik RCD	2 szt. 1 szt. 2 szt. 3 szt. 3 szt. 1 szt.		2 000
Wyłącznik mocy z cewką wybijakową i przyciskiem przeciwpożarowym	1 szt.	700	700
Zestaw do montażu paneli na dachu płaskim	110 szt.	250	27 500
Montaż instalacji	1 szt.	25 000 zł	25 000
Projekt elektrowni	1 szt.	4 000 zł	4 000
Opłata przyłączeniowa	29 kW	30 zł/kW	870
Suma			182 020

Tab. 3. Składniki nakładów inwestycyjnych

Istotny wpływ na opłacalność inwestycji będzie miała pożyczka z WFOŚiGW. Należy nadmienić, że inwestor, czyli spółdzielnia mieszkaniowa, przekroczyła próg minimalnej wartości inwestycji (0,5 mln zł), łącząc inwestycję z innymi tego typu oraz przystępując do lokalnego stowarzyszenia inwestorów energetyki słonecznej.

Nie bez znaczenia jest również fakt, że pożyczki z wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej posiadają okres karencji spłaty pożyczki. W okresie tym cały dochód ze sprzedaży energii jest zwrotem włożonego kapitału własnego. W analizie zaprezentowanej w tab. 4 przyjęto, że okres ten wynosi 1 rok. W rzeczywistości jest on nawet dłuższy i stanowi 18 miesięcy, czyli półtora roku.

Podobną symulację przepływów finansowych przeprowadzono przy założeniu, że inwestycja w całości pokrywana jest ze środków własnych i nie jest wspierana nisko oprocentowaną pożyczką. Wówczas NPV nadal jest dodatnie, ale wynosi jedynie 15 800 zł, a IRR to 9,4%. Dla większości inwestorów taka stopa zwrotu jest nie do zaakceptowania.

#### 5. Podsumowanie

Na podstawie analizy wybranego przypadku wykazano, że proces projektowania elektrowni słonecznej jest zadaniem stosunkowo nieskomplikowanym, choć wymagającym znajomości specyfiki współpracy modułów fotowoltaicznych z inwerterem. Ustalono ponadto, że mimo założenia stałej ceny skupu energii z elektrowni PV jej budowa sytuuje się na granicy opłacalności, gdyż okres zwrotu – przy posiłkowaniu się nisko oprocentowaną pożyczką – wynosi 5 lat, a bez niej 12 lat. Warto dodać, że wyniki analizy opierają się na założeniu, że cała wyprodukowana energia zostanie sprzedana po wysokiej, stałej cenie wynoszącej 1,1 zł/kWh. Przedstawiona instalacja jest mikroinstalacją i ma charakter prosumencki. Zatwierdzony przez rząd RP, ale jeszcze nieprzekazany do Sejmu, projekt ustawy o OZE określa, że w przypadku prosumenckich mikroinstalacji następuje bilansowanie zużycia i produkcji energii przez prosumenta, co pozwala mu zaoszczędzić na kupnie energii ok. 55 gr/kWh. Sprzedaż ewentualnych nadwyżek produkowanej energii ma następować po cenie wynoszącej 80% zeszłorocznej ceny energii na rynku hurtowym (wynosiła ona

Lata	Uzysk energii [kWh]	Przychód ze sprzedaży [zł]	Wkład własny [zł]	Rata pożyczki [zł]	Odsetki pożyczki [zł]	Przepływ roczne CF [zł]	Stopa dyskonta d	D · CF [zł]
0			47 780,25			-47 780,25	1,00	-47 780,25
1	22 975	25 273				25 272,50	0,93	23 400,46
2	22 791	25 070		14 334,08	4 300,22	6 436,02	0,86	5 517,85
3	22 609	24 870		14 334,08	3 870,20	6 665,48	0,79	5 291,27
4	22 428	24 671		14 334,08	3 440,18	6 896,55	0,74	5 069,17
-	-	-		-	-	-	-	-
11	21 202	23 322		14 334,08	430,02	8 557,86	0,43	3 670,32
12	21 032	23 135				23 135,38	0,40	9 187,38
13	20 864	22 950				22 950,29	0,37	8 438,78
14	20 697	22 767				22 766,69	0,34	7 751,17
15	20 531	22 585				22 584,56	0,32	7 119,59
							NPV	53 717,56

Tab. 4. Analiza wartości bieżącej netto

ok. 20 gr/kWh). Przy takich założeniach przedstawiana inwestycja jest nieopłacalna.

#### Bibliografia

- Załącznik nr 2 do uchwały nr 1274/190/12 Zarządu Województwa Pomorskiego, Przewodnik Beneficjenta RPO WP 2007–2013, 30 października 2012.
- Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Programy Priorytetowe NFOŚiGW 2012, wrzesień 2012.
- Bank Ochrony Środowiska, Europejska oferta [online], <http://www.bosbank.pl/index.php?page=2550>.
- Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku, Zasady udzielania dofinansowania [online], [http://www.wfosigw-gda.pl/page,423,Zasady\\_udzielania\\_dofinansowania](http://www.wfosigw-gda.pl/page,423,Zasady_udzielania_dofinansowania).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektywy 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 1–56.
- [http://www.cd.geografia.vel.pl/obliczanie\\_kata\\_padania\\_promieni\\_slonecznych.html](http://www.cd.geografia.vel.pl/obliczanie_kata_padania_promieni_slonecznych.html) [dostęp: 15.01.2013].
- Klugmann-Radziemska E., Udany projekt instalacji fotowoltaicznej – jak go zrealizować, *Czysta Energia* 2012, nr 10.
- Klugmann-Radziemska E., *Fotowoltaika w teorii i w praktyce*, Legionowo 2010.
- PN-HD 60364-7-712:2007, Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych, Część 7-712: Wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji, Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.
- Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju, Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków [online], [http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek\\_budowlany\\_i\\_tekhnika/Efektywnosc\\_energetyczna\\_budynkow/typowe\\_lata\\_meteorologiczne/Strony/start.aspx](http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_tekhnika/Efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/Strony/start.aspx) [dostęp: 30.06.2014].
- Komisja Europejska, PVGIS [online], <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- Szymański B., *Instalacje fotowoltaiczne*, wydanie II, Wydawnictwo GEOSystem, Kraków 2013.

#### Jerzy Buriak

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: [jburiak@ely.pg.gda.pl](mailto:jburiak@ely.pg.gda.pl)

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej (1995). Stopień naukowy doktora uzyskał na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki swojej macierzystej uczelni (2001). Obecnie zatrudniony na stanowisku adiunkta w Katedrze Elektroenergetyki PG. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: planowanie rozwoju systemów energetycznych, formułowanie modeli optymalizacji, bazy danych w energetyce.