

Proposed Amendments to Reactive Energy Billing

Authors

Artur Wilczyński
 Paweł Bućko

Keywords

electricity tariffs, reactive energy billing, reactive power, energy market

Abstract

This paper describes possible amendments to the rules of reactive energy billing in the tariffs in Poland. Modifications in the tariffs to improve their motivational function for distribution system users are identified as the most expedient. New problems arising from distributed generator operations are also indicated. A billing method that can be effectively implemented at the occurrence of distorted voltage and current waveforms is discussed.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016219

Introduction.

Stimulating consumer behaviour

Monitoring of the reactive power consumption is performed in time zones in which the consumer is billed. The subject of the monitoring is the power coefficient for the consumer, which is determined as the ratio of the reactive energy to the active energy consumed in the given billing period. Thus, the temporary values of the power coefficient are not monitored. The billing only accounts for the calculation values that do not optimally reflect the properties of the physical phenomenon, which reactive power consumption is. This impedes a reasonable management of the reactive power by the consumer, but constitutes a simplification resulting from the constraints of traditional billing and measuring equipment.

The consumer is subject to fines for returning reactive power to the mains – working at a capacitive coefficient. Those fines are often cumbersome to the consumer; however, they often have no economic justification. The consumer, by returning reactive power to the mains, usually improves voltage conditions near the connection location. Though cases with a risk of exceeding the permissible voltage values exist, they are rare. Under the current method, it is important for the consumer to eliminate such charges due to their amounts. Such problems may occur if the consumer has extensive cable networks with small loads (and it is reasonable to disconnect unloaded cable lines in low consumption zones or to use shunt reactors) or with a poorly designed reactive power compensation that causes temporary over-compensation (which requires an improvement of the capacitor bank adjustment efficiency).

Excessive reactive power consumption (work at an induction coefficient) and minor excesses of the set power coefficient, the fines faced by the customer are not that cumbersome. Rarely does the amount of such fines justify the necessity of investing in

new compensation systems – it does not contribute to a reasonable management of the reactive power by the consumers. Among the methods of reactive power compensation, the most widespread is the use of capacitor banks. This method has multiple advantages:

- easy adjustment of the bank power to the current demand
- high flexibility regarding the place of installation
- small losses of active power
- easy assembly
- low operation costs
- relatively long life.

The rule of billing for reactive power is obsolete and finds no economic justification. The development of the measurement methods allows expecting this state of affairs to be improved in the future.

Disadvantages of the current rule of billing for reactive power

The system of billing for the reactive power should serve to stimulate the consumers to the negative impact that occurs in the system due to an excessive transmission of reactive power. While the active power in the power system is produced at generation sources and transmitted to consumers through a transmission and distribution system, causing losses along the entire transmission route, reactive power is generated not only by generation sources, but also within the transmission and distribution system. Elements of the transmission system are also prominent reactive power loads. The maintenance of proper reactive power balances is thus a strictly local problem, which applies to system areas or even single nodes.

An important stimulus of a reasonable reactive power management on the part of the consumers should be a properly operating billing system with end-consumer tariffs. The negative

consequences of consuming reactive power beyond the contract or introducing it into the system are strictly related to the temporary situation. The billing system should stimulate the customer to maintain the temporary power coefficient at the right level. Most measurement systems (and in consequence the billing system in itself) do not monitor the temporary power coefficient value, but rely on the reactive energy consumption within a time zone. Under the $\text{tg}\varphi$ tariff, it is defined as the ratio of the reactive energy consumed in the given time zone to the active energy consumed at the same time. Due to a different variability during the reactive and active power consumption, thus calculated coefficient often cannot show even significant temporary excesses of the power coefficient.

The current reactive power billing system is based on reactive energy meter indications. This solution is due mainly to the ease of measurement of this value. In the past, when induction meters were used for active energy measurements, the same meters (properly connected using the voltage shift) were implemented to measure reactive energy. The advantages of those measurement systems were their relative simplicity and low costs. However, this solution has multiple disadvantages if the billing system is meant to reflect the costs caused by excessive reactive power consumption for the supplier's system:

- temporary values of the power coefficient are not monitored, although it is the highest temporary value of the power coefficient that determines the fixed costs of supplying the reactive power to the consumer and that is decisive for evaluating the impact of the consumer on the temporary voltage levels in the system (the costs related to the excess of the allowed voltage levels)
- the costs of energy losses in the system depend (in simplification) on the integral of the squared apparent power consumed by the consumer and not on the reactive energy consumed by the consumer.

Thus, the measured reactive energy cannot be considered a direct medium of the supply costs [4, 10]. The current system of billing consumers for reactive power consumption beyond the contract is a very simplified attempt at relating to the cost of active power losses caused by the reactive power consumption. The multitude of simplification premises adopted in its implementation is considerable.

The function of the current billing system is thus an attempt at disciplining the consumers in terms of behaviours related to the reactive power consumption, however the monitoring of those behaviours is highly inefficient due to the conditions resulting from the measurement technology used in the past. The fines of consuming reactive power beyond the contract do not reflect the actual costs caused by its consumption. Due to their relatively low amounts in comparison to the costs of compensation equipment, they are also insufficient as a stimulus.

Proposed amendments

The reactive power balance in the system depends to a large extent on the current load of system elements and it is subject to significantly higher daily fluctuations than the active power balance. There are periods of reactive power surplus (in the

off-peak load periods) and periods of deficit. This directly translates to the voltage conditions in the system. Reactive power balances can vary locally and at various voltage levels of the system. To ensure proper voltage conditions and reactive power balances for the correct operation of the system requires system operators to implement multiple technological means. Those means generate significant costs. The current state of affairs is that high costs are generated on the part of the system (producers and system operators), while the capabilities of improving the situation on the part of the consumers are not used. Future efforts to improve system security should be aimed at [4, 10]:

1. utilising the capabilities of the consumers (especially large and average) as potential suppliers of ancillary system services in terms of U and Q regulation
2. modifying the rules of billing the consumers for reactive power consumption beyond the contract by:
 - discontinuing reactive energy measurements and implementing measurement systems to monitor the temporary power coefficient values, at which the consumer operates
 - correlating the rules of billing consumers not only with their power coefficient, but also with the temporary system conditions.

The current billing system is a poor attempt at disciplining consumers. The billings reflect the real costs on the part of the supplier to a little extent. Such systems most often remain inefficient or lead to sub-optimal solutions. If the billing rates are too low, consumers do not show proper care in the reactive power management (which is the situation under the current tariffs), while if the billing rates are too stringent, the costs incurred by consumers are excessive and have no economic justification.

The modified billing system, apart from simple disciplining of consumers, should motivate the consumers to behaviours that bring the system costs of reactive power supply and voltage level regulation to reasonable levels. This can be achieved only if the billing system properly reflects the actual costs of the supplier. In the case of large consumers, billing based on the logging of temporary power coefficient values could serve that purpose.

A modification of the measurement systems requires investment. In the case of minor consumers those costs are often unjustified, so the rule of not monitoring the reactive power consumption by numerous, minor consumers should be sustained. Proper reactive power management standards for those groups of consumers can be achieved by formulating and enforcing technical standards for general use electrical equipment. Unfortunately, recent changes in the regulation regarding the method of calculating tariffs [8, 9] sustain the existing system of billing for reactive power, which is based on the measurement of reactive energy. The policy of inefficient consumer discipline is continued instead of implementing the proposed changes, which consist in sending the right cost signals to consumers. The stimulation function of tariffs should be reinforced.

The proposed new method of billing for reactive power consumption

The current method of billing consumers for power consumption relies on the premise of sinusoidal waveforms of voltages and

currents. Thus, an important problem is the approach to regulating charges for reactive power consumption under distorted voltage and current waveforms in the power system, which gains particular significance with the increasingly common use of loads with non-linear characteristics. Until now, this problem has not been the subject of analyses of practical inclusion in billing for electricity. On the one hand, the adverse effect of distorted voltage and current waveforms is aggravating, and on the other hand the number of devices and loads sensitive to high harmonics is increasing. One should note that the occurrence of the higher harmonics that exceed the allowed ranges, defined in the regulation [6, 7], in the system is the responsibility of the electricity supplier, who is not guilty of causing the situation. Higher harmonics cause multiple hazards to the operation of devices and electricity loads. They reduce the resultant power coefficient and very often have a negative impact on the operation of multiple electrical devices in the power system. Their occurrence, even temporary, can cause faulty operation or loss of operation and, in the worst case, damage the devices, i.e. computer equipment, electronic equipment, meters and control equipment. Higher harmonics can cause an additional heat effect, which causes accelerated insulation ageing and shortening the life of the device. The harmonics influence the increase of temporary, averaged and effective values under voltage and current waveforms. In the case of currents, this has a significant impact on the operation of security measures (undesirable relay or fuse triggering), increase of power losses on line and overheating of electrical machines. A particular hazard exists upon the occurrence of harmonic current resonance. Furthermore, the power supply of loads with non-linear characteristics from a 3-phase 4-wire system causes the current in the neutral wire to be significantly higher than the phase current values. This forces an even two-fold increase in the section of the neutral wire in comparison to the phase wire.

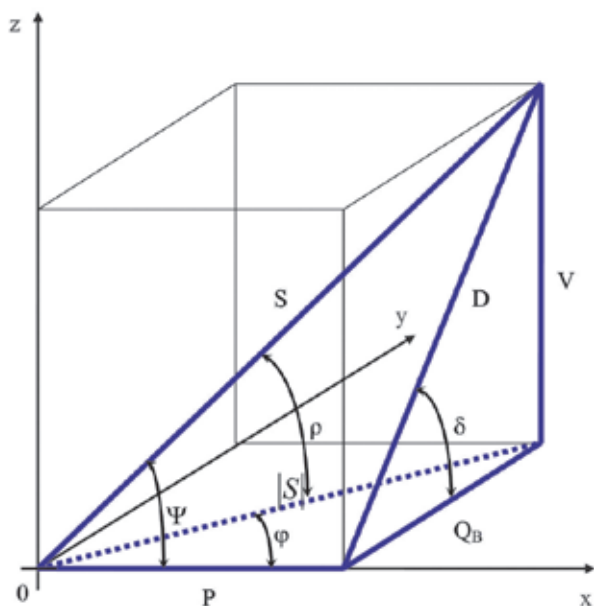


Fig. 1. Tetrahedron of power of a single-phase system with distorted current and voltage waveforms

The operation in an environment in which higher harmonics occur creates a high danger to important power system elements, such as: capacitors, transformers, motors and generators. It seems, therefore, that the method of billing the users of non-linear loads for power consumption should include the negative impact that they cause in the power system. This is not possible under the current tariff system and at present there are no measurement instruments, meters, in the market that would allow one to acquire the data necessary for determining power parameters to characterise the occurrence of distorted voltage and current waveforms.

The results of attempting to solve this problem were presented in studies [1, 2, 3], while the impact of those studies was the proposition of a new rule of additional charge for exceeding the optimum reactive power consumption. In circuits with non-sinusoidal waveforms the value of the $tg\varphi$ coefficient is not an adequate measure of reactive power consumption. The phase angle φ is different for different harmonics. If the traditional definition of reactive power is replaced with the definition of distortion power, then it seems justified to introduce the spread angle ψ , instead of the phase angle φ (Fig. 1).

Considering the graphical representation of the tetrahedron of power, according to Budeanu's theory [5], it is possible to derive the relationship that determines the tangent of the spread angle:

$$tg\psi = \frac{D}{P} \tag{1}$$

where:

P – active power, D – distortion power.

The problem consists in determining the distortion power D , which cannot be determined through measurement, but through calculations, having measured the values of power S and P . The complex power S already includes the distortions of the current and voltage consumed, as well as network losses.

The proposed new method of billing for reactive power presented below assumes that the charge for reactive power is proportional to the charges for active power. Thus it is necessary to determine the ratio of the charges for reactive power consumption to the charges for active power consumption [3]. If the reactive power value is equal to zero, then the charge for power consumption is fully equivalent to the charge for active power and there are no additional charges. However, if the reactive power value is not equal to zero, then the charge is higher. The increase of this charge, marked with d , is defined by the following relationship:

$$d = k(\sqrt{W_p^2 + W_D^2} - W_p) \tag{2}$$

where:

k – unit charge.

Considering that the additional charge for power consumption should be expressed as a percentage, in relation to W_p , we can write:

$$100 \cdot \frac{d}{W_p} = \frac{\sqrt{W_p^2 + W_D^2} - W_p}{W_p} \cdot 100 = d_{100} \tag{3}$$

By continuing simple transformations and considering the optimum value of coefficient $\text{tg}\psi_0$ as the level at which the additional charge for power consumption is equal to zero, we obtain:

$$d'_{100} = (\sqrt{\text{tg}^2\psi - \text{tg}^2\psi_0 + 1} - 1) \cdot 100 \quad (4)$$

For values $\text{tg}\psi < \text{tg}\psi_0$ the consumer receives a reduction (discount), while for values $\text{tg}\psi > \text{tg}\psi_0$ the consumer is charged with an additional charge. Similar to sinusoidal waveforms, it is also possible to assume the optimum value of coefficient $\text{tg}\psi_0 = 0.4$ for non-sinusoidal waveforms.

Thus, the $\text{tg}\varphi_0$ coefficient could be replaced with the $\text{tg}\psi_0$ coefficient. However, the problem of determining the optimum value of this coefficient and the range of allowed deviation from $\text{tg}\psi_0$, without additional charge or discount, remains open. It requires extensive research and discussions among specialists. At the same time, it could be analysed, whether the dynamic measurement method should be used in that case.

On the one hand, the introduction of such financial responsibility could stimulate consumers to reduce their potential of generating higher harmonics, while on the other hand, it could provide additional funds for the supplier, whose tasks include protection against the expansion of harmonics to large areas of the power system. Moreover, it is necessary to decide which groups of consumers should be subject to the proposed billing for reactive power.

It seems that the proposition presented should initiate a discussion on the issues analysed. It would require extensive research and analyses of the feasibility of using such a method of billing for reactive power. Only making a decision to adopt the proposed method of billing could be a basis for defining the specific conditions of its application, i.e. specifying the eligible groups of electricity consumers, as well as whether and in which time zones to use this method etc.

Conclusions and recommendations

The current tariffs hardly serve the purpose of motivating consumers. The present tariffs' impact is reduced to some attempts at motivating consumers to advantageous shaping of the active power load curve, reducing peak power, and attempts at disciplining as regards reactive power consumption. None of these functions is effectively fulfilled by the present tariffs.

Many traditional tariff-based solutions for Demand Side Management (DSM) assumed an overlapping effect of the charges for the transmission and charges for the energy (it was possible, when rates were defined in one tariff). After separating tariffs into transmission (billing for the service of transmission and distribution) and energy, it is difficult to implement efficient incentives in the tariffs of separate companies. Improvement of the situation requires co-ordination at the tariff structure design stage.

In terms of billing for reactive power, phasing-out the process of billing the consumers based on the indications of reactive power meters is reasonable. It is reasonable to implement billing systems based on the measurements of temporary power coefficient values. The billing system aimed at simple disciplining

of consumers should be replaced with systems that reflect the impact of consumer behaviour on the costs of supplying reactive power more efficiently.

Besides tariff billing, consumers' capacity should be utilised with regard to active and reactive power balances by providing proper conditions for the consumers' active participation in the provision of selected ancillary services. The above recommendation concerns ancillary services from the voltage and reactive power control group as well as consumers' limited participation in active power control (especially in the event of power deficit in the system and a threat to the system operation's security).

Reactive power management in the entire power system, at the levels of the transmission network and the distribution network, is essential for the quality and efficiency of the electricity supply to its consumers. The stimulus of the desirable behaviour of power system users consists in the provisions of the requirements for connection to the network, as well as the rules of billing for reactive power defined in tariffs.

Since at present increasing problems with the occurrence of higher harmonics in power systems are identified and aggravated by the common use of loads with non-linear characteristics, it is necessary to find effective means of reducing this adverse phenomenon. Here, one could mention the proposed solution of billing for reactive power, used in the case of distorted current and voltage waveforms. On the one hand, the introduction of such financial responsibility could stimulate the consumers to reduce their potential of generating higher harmonics, while on the other, it could provide additional funds for the supplier, whose tasks include protection against the expansion of harmonics to large areas of the power system. In addition, it is necessary to analyse which groups of consumers should be subject to the proposed billing for reactive power. It seems that the proposition presented should initiate a wider discussion on its feasibility and applicability. At present, for example due to the lack of measurement capabilities, it is impossible.

In the opinion of the authors, one should consider re-spreading the method of billing for reactive power consumption, using progressive rates of additional charges depending on the level of excess of the set level of $\text{tg}\varphi_0$. This method is clear and it transmits strong signals to electricity users, shaping their desirable behaviour in terms of electricity consumption.

Modification of the rules of billing customers for reactive power consumption beyond the contract should move away from reactive power measurements in the billing periods and towards implementing measurement systems that monitor temporary values of the power coefficient at which the consumer operates. At the same time, the method of billing should be correlated not only with the power coefficient level, but also with the temporary situation in the power system. A justification can be found for varying the costs and rates (of additional charges) for reactive power according to the time of the day and the geographical area so as to obtain the highest price at the time, when the area experiences the necessity for the strongest voltage "support". Such a billing system would better reflect the impact of consumer behaviour on the costs of the reactive power supply. It should be implemented in phases, first for the

largest consumers and next, as needed, for increasingly small consumers.

The value of coefficient $\text{tg}\varphi$, constituting the basis for billing electricity users and for billing between the entities connected to the power system (e.g. distribution system operators, the distribution system operator and the transmission system operator), should be determined based on tests and calculations, assuming reasonable reactive power management in the power system. It can vary according to the time of day and the season, and it can also change with the passing of time, due to the changes occurring in the system, on both the demand side and supply side (the development of power networks and the generation base).

It is necessary to include a direct measurement of $\text{tg}\varphi_0$ excesses to detect consumers characterised by fast-changing active and reactive power consumption, who contribute to the deterioration of power quality. Next, it is necessary to promote applying a suitable method of billing to them, consisting in a dynamic measurement of the excesses of the set $\text{tg}\varphi_0$. Such a method will definitely discipline electricity users to abide by the conditions defined in their connection contracts and as experience shows, it may contribute to increased financial revenues for the suppliers.

The tariff system of billing for reactive power should be supported by appropriate legal regulations that would stimulate reasonable management of reactive power in the power system. For operators, those regulations could constitute an instrument of influencing other entities, especially the producers (e.g. wind power plants), that use the common power system and fail to abide by the conditions regarding the reactive power generation level. The revenue obtained through the charges for reactive power should be used for the necessary spending, i.e. investment in projects that improve the quality and delivery efficiency of power.

REFERENCES

1. J. Borecki, A. Wilczyński, "Rozliczenia użytkowników za pobieraną energię bierną w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów" [Billing users for the consumed reactive power under distorted voltage and current waveforms], *Elektroenergetyka*, No. 2, 2005.
2. J. Borecki, A. Wilczyński, "Metoda rozliczania odbiorców za pobór energii biernej w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów", XI Konferencja Naukowo-Techniczna nt. "Rynek energii elektrycznej: Bezpieczeństwo energetyczne Polski w strukturze Unii Europejskiej" REE 2005 [Billing users for the consumed reactive power under distorted voltage and current waveforms, 9th Science and Technology Conference entitled "The electricity market: The energy security of Poland in the European Union" REE 2005], Lublin University of Technology.
3. J. Borecki, A. Wilczyński, "Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej, Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” [Examination of the electricity tariff, including reactive power in terms of stimulating electricity users' behaviour, ordered research project no. PBZ-MEiN-1/2/2006 "National power security"], task 7, subject 7.1, sections: 7.1.3.D and E, Warsaw University of Technology, Institute of Power Engineering, Wrocław 2008.
4. P. Bućko, "Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej", Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” [Examination of the electricity tariff, including reactive power in terms of stimulating electricity users' behaviour, ordered research project no. PBZ-MEiN-1/2/2006 "National power security"], task 7, subject 7.1, section: 7.1.3.D, Gdańsk University of Technology, Department of Power Engineering, Gdańsk 2007.
5. C.J. Budeanu, "Puissances reactives et actives", Publication de l'Institut National Roumain pour l'Etude de l'Amenagement et de l'Utilisation des Sources d'Energie, Bucarest 1927.
6. Regulation of the Minister of Economy and Labour of 20 December 2004 on the detailed conditions of connecting entities to power networks, operation and maintenance of those systems, *Journal of Laws*, No. 2 of 2005, item 6.
7. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions for the operation of the power system, *Journal of Laws*, No. 93 of 2007, item 623.
8. Regulation of the Minister of Economy of 18 August 2011 on the detailed principles of forming and calculating tariffs and billings in the electricity trade, *Journal of Laws*, No. 189 of 2011, item 1126.
9. Regulation of the Minister of Economy of 27 April 2012 amending the regulation on the detailed principles of forming and calculating tariffs and billings in the electricity trade, *Journal of Laws*, item 535.
10. Z. Szczerba, "Czy pomiar energii biernej ma sens?" [Does reactive power measurement make sense?], *Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej*, No. 86(583), 2000.



Artur Wilczyński

Wrocław University of Technology

email: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Wrocław University of Technology (1971). Received his doctoral degree at the Institute of Power Engineering of Wrocław University of Technology (1977), and received a post-doctoral degree in economic sciences at the Faculty of Management and Computer Science of Wrocław University of Economics (1991). In 1998-1999 he worked on behalf of the head of the Network and Power System Department at the Institute of Power Engineering of Wrocław University of Technology, and became the head of this Department in 2005. At the same time, he was employed as full-time professor at the Institute of Power System Automation in Wrocław in 1993-2001, where he served as the head of the Department of Economics, Pricing and Forecasting in Power Engineering. In 2007 he became Professor of Engineering. Since 2011, he has had the full professor degree of Wrocław University of Technology. He has taken part in many research projects, including financed by KBN, usually as project manager. He is the author or co-author of over 150 publications and 80 reports from the research.

Paweł Bućko

Gdańsk University of Technology

email: pawel.bucko@pg.gda.pl

Prof. Bućko works at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His scientific activity is associated with the power sector's economics with special focus on the issues of power system development planning in market conditions. His professional activity is focused on capital expenditure analysis for renewable generation sources, and on analysis of market mechanisms and settlement of accounts principles in electricity supply. He is also an energy auditor and deals with issues of rational energy usage.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 209–214. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Propozycja zmian w rozliczeniach za energię bierną

Autorzy

Artur Wilczyński
Paweł Bućko

Słowa kluczowe

taryfy elektroenergetyczne, rozliczenia za energię bierną, moc bierna, rynek energii

Streszczenie

W artykule opisano możliwe do wprowadzenia zmiany w zasadach rozliczeń za energię bierną w taryfach stosowanych w Polsce. Jako najbardziej celowe wskazano modyfikacje taryf w celu poprawy ich funkcji motywacyjnej w odniesieniu do użytkowników systemów dystrybucyjnych. Zwrócono uwagę na nowe problemy wynikające z pracy rozproszonych wytwórców. Omówiono sposób rozliczeń możliwy do efektywnego wdrożenia w okolicznościach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów.

Wprowadzenie. Stymulowanie zachowań odbiorców

Kontrola poboru energii biernej jest realizowana w strefach czasowych, w których jest rozliczany odbiorca. Kontroluje się współczynnik mocy dla odbiorcy, który wyznacza się jako stosunek energii biernej do energii czynnej pobranej w okresie obrachunkowym. Nie prowadzi się więc na kontroli chwilowej wartości współczynnika mocy. Rozliczeniu podlegają jedynie wartości obliczeniowe, nie najlepiej odzwierciedlające cechy zjawiska fizycznego, jakim jest pobór mocy biernej. Utrudnia to racjonalną gospodarkę mocą bierną przez odbiorcę, ale jest uproszczeniem wynikającym z ograniczeń tradycyjnych urządzeń rozliczeniowo-pomiarowych.

Odbiorca podlega opłatom karnym, jeżeli oddaje energię bierną do sieci – pracuje przy współczynniku pojemnościowym. W takich przypadkach kary dla odbiorcy są uciążliwe, mimo że nie ma to często uzasadnienia ekonomicznego. Odbiorca, oddając energię bierną do sieci, najczęściej poprawia warunki napięciowe w pobliżu miejsca przyłączenia. Przypadki, gdy występują zagrożenia przekroczenia wartości dopuszczalnych napięć, są rzadkie. W obecnym sposobie rozliczeń z punktu widzenia odbiorcy istotne jest eliminowanie takich opłat ze względu na ich wysokość. Pojawienie się takich problemów jest możliwe w przypadku posiadania przez odbiorcę rozległych, mało obciążonych sieci kablowych (i celowe jest wtedy wyłączenie nieobciążonych linii kablowych w strefach małego obciążenia albo stosowanie dławików kompensacyjnych) lub w przypadku źle zaprojektowanej kompensacji mocy biernej powodującej okresowe przekompensowania (należy poprawić skuteczność regulacji baterii kondensatorów).

W przypadku nadmiernego poboru mocy biernej (pracy przy współczynniku indukcyjnym) i niewielkich przekroczeń nakananego współczynnika mocy kary dla odbiorcy nie są tak uciążliwe. Rzadko wysokość kar uzasadnia konieczność poniesienia nakładów na nowe układy kompensujące – nie wspomaga to racjonalnej gospodarki mocą bierną przez odbiorców. Z metod kompensowania mocy biernej najbardziej rozpowszechnione jest stosowanie baterii kondensatorów. Sposób ten ma wiele zalet:

- łatwość dostosowania mocy baterii do aktualnego zapotrzebowania
- dużą elastyczność, jeżeli chodzi o miejsce instalowania
- małe straty mocy czynnej
- łatwość montażu
- niskie koszty eksploatacyjne
- stosunkowo duża trwałość.

Stosowane zasady rozliczeń za moc bierną są przestarzałe i nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego. Rozwój technik pomiarowych pozwala oczekiwać, że będzie możliwa poprawa tego stanu rzeczy w przyszłości.

Wady aktualnego mechanizmu rozliczeń za moc bierną

System rozliczeń za moc bierną powinien realizować zadanie stymulowania odbiorców do minimalizacji negatywnych efektów, jakie pojawiają się w systemie na skutek nadmiernych przesyłów mocy biernej. O ile moc czynna w systemie elektroenergetycznym generowana jest w źródłach wytwórczych i trafia do odbiorców za pośrednictwem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, energia bierna generowana jest nie tylko przez źródła wytwórcze, ale także wewnątrz systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Elementy układu przesyłowego są także istotnymi odbiornikami mocy biernej. Utrzymanie właściwych bilansów mocy biernej jest więc w systemie problemem często o znaczeniu lokalnym – dotyczy obszarów systemu lub nawet pojedynczych węzłów.

Ważnym narzędziem stymulującym racjonalną gospodarkę mocą bierną po stronie odbiorców powinien być właściwie funkcjonujący system rozliczeń w taryfach dla odbiorców końcowych. Negatywne skutki ponadumownego poboru mocy biernej lub jej wprowadzania do systemu są ściśle związane z sytuacją chwilową. System rozliczeń powinien stymulować odbiorcę do utrzymywania na odpowiednim poziomie chwilowego współczynnika mocy. W większości stosowane układy pomiarowe (i w konsekwencji system rozliczeń) nie kontrolują chwilowej wartości współczynnika mocy, tylko opierają się na pomiarze poboru energii biernej w strefie czasowej. Występujący w taryfie $tg\phi$ definiowany jest jako iloraz pobranej w strefie czasowej energii biernej do pobranej w tym samym

czasie energii czynnej. Ze względu na różną zmienność w czasie poboru mocy czynnej i biernej, tak policzony współczynnik często może nie wykazywać nawet istotnych chwilowych przekroczeń współczynnika mocy. Obecny system rozliczeń za moc bierną opiera się na wskazaniach liczników energii biernej. Takie rozwiązanie wynika głównie z łatwości pomiaru tej wielkości. W przeszłości, gdy do pomiaru energii czynnej stosowano liczniki indukcyjne, przyjęto stosowanie takich samych liczników (odpowiednio przyłączonych, z wykorzystaniem przesunięcia napięć) do pomiaru energii biernej. Zaletą takich układów pomiarowych była względna prostota układu pomiarowego i jego niewielkie koszty. Rozwiązanie posiada jednak liczne wady, jeżeli system rozliczeniowy ma odzwierciedlać koszty, jakie w sieci dostawcy powoduje ponadnormatywny pobór mocy biernej:

- nie kontroluje się chwilowych wartości współczynnika mocy, a to największa chwilowa wartość współczynnika mocy decyduje o kosztach stałych dostawy mocy biernej do odbiorcy oraz jest decydująca w ocenie wpływu odbiorcy na chwilowe poziomy napięć w sieci (i koszty związane z przekroczeniem dopuszczalnych wartości napięć)
- koszty strat energii czynnej w sieci zależą (w uproszczeniu) od całki z kwadratu prądu biernego pobieranego przez odbiorcę, a nie od energii biernej pobranej przez odbiorcę.

Zmierzona energia bierna nie może więc być bezpośrednio traktowana jako nośnik kosztów jej dostawy [4, 10]. Stosowany system rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej jest bardzo uproszczoną próbą powiązania kosztów strat energii czynnej wywołanych poborem „energii” biernej. Wielkość założeń upraszczających, które przyjęto przy jego wprowadzeniu, jest duża.

Funkcją obecnego systemu rozliczeń jest więc próba dyscyplinowania odbiorców w zakresie właściwych zachowań w odniesieniu do poboru mocy biernej, ale przy dalece nieskutecznej kontroli tych zachowań, na skutek uwarunkowań wynikających ze stosowanej w przeszłości techniki pomiarowej. Kary za ponadumowny poziom energii biernej nie odzwierciedlają rzeczywistych kosztów powodowanych jej

poborem. Ze względu na ich stosunkowo niskie wielkości w porównaniu z kosztami urządzeń kompensujących nie działają też dostatecznie stymulująco.

Propozycje zmian

Bilans mocy biernej w systemie zależy w dużej mierze od aktualnego obciążenia elementów systemu i podlega znacznie większym dobowym wahaniom niż bilans mocy czynnej. Występują okresy z istotną nadwyżką mocy biernej (w dolinach obciążenia) oraz okresy deficytu. Wprost przekłada się to na sytuację napięciową w sieci. Bilanse mocy biernej mogą być zróżnicowane lokalnie oraz na różnych poziomach napięciowych sieci. Zapewnienie właściwych dla poprawnej pracy systemu warunków napięciowych i bilansów mocy biernej wymaga wdrożenia wielu środków technicznych przez operatorów sieci. Środki te generują istotne koszty. Aktualny stan jest taki, że te istotne koszty są generowane po stronie systemu (u wytwórców i operatorów systemów), natomiast możliwości odbiorców w zakresie poprawy sytuacji nie są wykorzystywane. Przyszłe działania dla poprawy bezpieczeństwa systemu powinny być nakierowane na [4, 10]:

1. wykorzystanie możliwości odbiorców (szczególnie dużych i średnich) jako potencjalnych dostawców usług systemowych w zakresie regulacji U i Q
2. modyfikację zasad rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej, polegającą na:
 - odchyleniu od pomiarów energii biernej i wdrożeniu układów pomiarowych kontrolujących chwilowe wartości współczynnika mocy, przy którym pracuje odbiorca
 - uzależnieniu sposobu rozliczeń z odbiorcami nie tylko od ich współczynnika mocy, ale także od chwilowej sytuacji systemowej.

Aktualny system rozliczeń jest mało skuteczną próbą dyscyplinowania odbiorców. Rozliczenia w niewielkim stopniu oddają rzeczywiste koszty po stronie dostawcy. Takie systemy są najczęściej nieskuteczne lub prowadzą do rozwiązań nieoptymalnych. Jeżeli stawki w rozliczeniach są zbyt niskie, odbiorcy nie dbają właściwie o gospodarkę mocą bierną (z taką sytuacją mamy do czynienia w aktualnych taryfach), a w przypadku ustalenia nadmiernie restrykcyjnych stawek koszty ponoszone przez odbiorców są na nieuzasadnionym ekonomicznie zbyt wysokim poziomie.

Zmodyfikowany system rozliczeń, poza prostym dyscyplinowaniem odbiorców, powinien mieć rolę motywującą odbiorców do zachowań sprawniejszych systemowe koszty dostawy energii biernej oraz regulacji poziomów napięć do racjonalnych poziomów. Osiągnąć taki stan można jedynie w sytuacji, gdy system rozliczeń będzie odzwierciedlał rzeczywiste koszty dostawcy. W przypadku dużych odbiorców rozliczenia oparte na rejestracji chwilowych wartości współczynnika mocy mogą spełnić taką rolę.

Modyfikacja układów pomiarowych wymaga kosztów. W przypadku drobnych odbiorców często poniesienie tych kosztów nie jest uzasadnione – dlatego powinno

się utrzymać zasadę niekontrolowania poborów mocy biernej przez licznych, drobnych odbiorców. Właściwe standardy gospodarki mocą bierną w odniesieniu do tych grup odbiorców można osiągnąć przez formułowanie i egzekwowanie standardów technicznych dotyczących urządzeń elektrycznych powszechnego użytku. Niestety, ostatnie zmiany rozporządzenia regulującego sposób kalkulacji taryf [8, 9] utrzymują dotychczasowy system rozliczeń za moc bierną, oparty na pomiarze energii biernej. Kontynuowana jest polityka mało skutecznego dyscyplinowania odbiorców, zamiast postulowanych zmian, czyli wysyłania do odbiorców właściwych impulsów kosztowych. Należy wzmocnić funkcje stymulacyjną taryf.

Propozycja nowej metody rozliczeń za pobór energii biernej

Aktualnie stosowany sposób rozliczania odbiorców za pobór energii odbywa się przy założeniu sinusoidalnych przebiegów napięć i prądów. Ważnym zatem problemem jest sposób podejścia do regulowania opłat za pobór energii biernej w okolicznościach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów w systemie elektroenergetycznym, co wobec coraz powszechniejszego użytkowania odbiorników o charakterystykach nieliniowych nabiera szczególnego znaczenia. Dotychczas ten problem nie był przedmiotem rozważań pod kątem praktycznego uwzględnienia w rozliczeniach za energię elektryczną. Niekorzystne zjawisko występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów z jednej strony zaostrza się, zaś z drugiej strony przybywa urządzeń i odbiorników wrażliwych na wyższe harmoniczne. Należy zauważyć, że za występowanie w sieci elektroenergetycznej wyższych harmonicznych, niemieszczących się w dopuszczalnych przedziałach, określonych w rozporządzeniu [6, 7], odpowiada dostawca energii elektrycznej, nie będąc winnym zaistniałej sytuacji.

Wyższe harmoniczne stwarzają wiele zagrożeń dla pracy urządzeń i odbiorników energii elektrycznej. Powodują zmniejszenie wypadkowego współczynnika mocy, wpływają bardzo często niekorzystnie na pracę wielu urządzeń elektrycznych, pracujących w systemie elektroenergetycznym. Pojawienie się ich, nawet chwilowe, może spowodować wadliwe działanie lub jego zanik, a w najgorszym przypadku uszkodzenie urządzeń, tj.: sprzętu komputerowego, sprzętu elektronicznego, mierników i urządzeń sterujących. Wyższe harmoniczne mogą być przyczyną dodatkowego efektu cieplnego, który powoduje np. przyspieszony proces starzenia izolacji, skrócenia czasu działania urządzeń. Harmoniczne wpływają na wzrost wartości chwilowych, uśrednionych i skutecznych w czasie przebiegów napięcia i prądu. W przypadku prądów ma to istotny wpływ na działanie zabezpieczeń (niepożądane zadziałanie przekazywników, przepalenie bezpieczników), wzrost strat mocy w linii, przegrzanie maszyn elektrycznych. Szczególne zagrożenie istnieje przy pojawieniu się harmonicznego rezonansu prądu.

Ponadto zasilanie z sieci 3-fazowej 4-przewodowej odbiorników o charakterystykach nieliniowych powoduje, że prąd w przewodzie neutralnym jest znacznie większy

niż wartości prądów fazowych. Zmusza to do zwiększenia przekroju przewodu neutralnego, nawet dwukrotnego, w porównaniu z przewodem fazowym.

Na duże niebezpieczeństwo, w warunkach pracy w środowisku, w którym występują wyższe harmoniczne, są narażone także ważne elementy systemu elektroenergetycznego, jak: kondensatory, transformatory, silniki i generatory.

Wydaje się zatem, że użytkownicy odbiorników nieliniowych powinni być rozliczani za pobór energii elektrycznej w sposób uwzględniający wywoływane przez nich negatywne skutki w sieci elektroenergetycznej. Takich możliwości nie przewiduje obecny system taryfowy i nie ma aktualnie na rynku przyrządów pomiarowych – liczników, które pozwoliłyby na uzyskanie danych potrzebnych do wyznaczania parametrów energii charakteryzujących sytuację występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów.

Rezultaty podjętej próby rozwiązania tego problemu przedstawiono w pracach [1, 2, 3], zaś efektem badań było zaproponowanie nowej reguły dopłaty za przekroczenie optymalnego poboru energii biernej. W obwodach z przebiegami niesinusoidalnymi wartość współczynnika $tg\phi$ nie stanowi w sposób adekwatny o poborze energii biernej. Kąt fazowy ϕ jest różny dla różnych harmonicznych. Zastępując klasyczną definicję energii biernej definicją energii dystorsji, słuszne wydaje się wprowadzenie kąta rozchyłu ψ , zamiast kąta fazowego ϕ (rys. 1).

Biorąc pod uwagę odwzorowanie graficzne czworosiłanu mocy, wg teorii Budeanu [5], można wyprowadzić zależność określającą wartość tangensa kąta rozchyłu:

$$tg\psi = \frac{D}{P} \quad (1)$$

gdzie:

P – moc czynna, D – moc dystorsji.

Problemem jest wyznaczenie mocy dystorsji D , której nie można wyznaczyć w efekcie pomiaru, lecz ustala się jej wartość w następstwie dokonanych obliczeń, mając pomierzone wartości mocy S i P . Moc S zawiera już odkształcenia pobieranego prądu i napięcia, jak też straty w sieci.

Propozycja nowego sposobu rozliczeń za energię bierną, przedstawiona poniżej, zakłada, że opłata za energię bierną ma być proporcjonalna do opłat za energię czynną. Należy zatem określić stosunek dopłat za pobór energii biernej do opłat za energię czynną [3]. Gdy wartość energii biernej wynosi zero, wówczas opłata za zużytą energię odpowiada w całości opłacie za energię czynną, nie ma dodatkowych opłat. Natomiast gdy wartość energii biernej jest różna od zera, opłata jest wyższa. Zwyżkę tej opłaty, oznaczoną symbolem d , określa relacja:

$$d = k \left(\sqrt{W_p^2 + W_D^2} - W_p \right) \quad (2)$$

gdzie:

k – jest jednostkową opłatą.

Biorąc pod uwagę, że dopłata za pobór energii powinna być wyrażona w procentach, relatywnie do W_p , można zapisać:

$$100 \cdot \frac{d}{W_p} = \frac{\sqrt{W_p^2 + W_D^2} - W_p}{W_p} \cdot 100 = d_{100} \quad (3)$$

Dokonując dalej prostych przekształceń i uwzględniając optymalną wartość współczynnika $\operatorname{tg}\psi_0$ jako poziom, przy którym dopłata za pobór energii jest równa zero, otrzymujemy:

$$d'_{100} = \left(\sqrt{\operatorname{tg}^2\psi - \operatorname{tg}^2\psi_0 + 1} - 1 \right) \cdot 100 \quad (4)$$

Dla wartości $\operatorname{tg}\psi < \operatorname{tg}\psi_0$ odbiorca otrzymuje bonifikatę (upusty), gdy zaś $\operatorname{tg}\psi > \operatorname{tg}\psi_0$ odbiorca jest obciążony dopłatą. Podobnie jak dla przebiegów sinusoidalnych, tak i dla przebiegów niesinusoidalnych można przyjąć optymalną wartość współczynnika $\operatorname{tg}\psi_0 = 0,4$.

Współczynnik $\operatorname{tg}\psi_0$ mógłby zostać zatem zastąpiony współczynnikiem $\operatorname{tg}\psi_0$. Otwarty jest jednak problem ustalenia optymalnej wartości tego współczynnika oraz ewentualnego przedziału dopuszczalnych odstępów od wartości $\operatorname{tg}\psi_0$, niepociągającego za sobą opłat ani upustu. Wymaga to jednak przeprowadzenia szerokich badań i dyskusji na ten temat wśród specjalistów. Jednocześnie rozważyć można, czy zastoso- wać w tym przypadku metodę dynamicznego pomiaru, czy też nie.

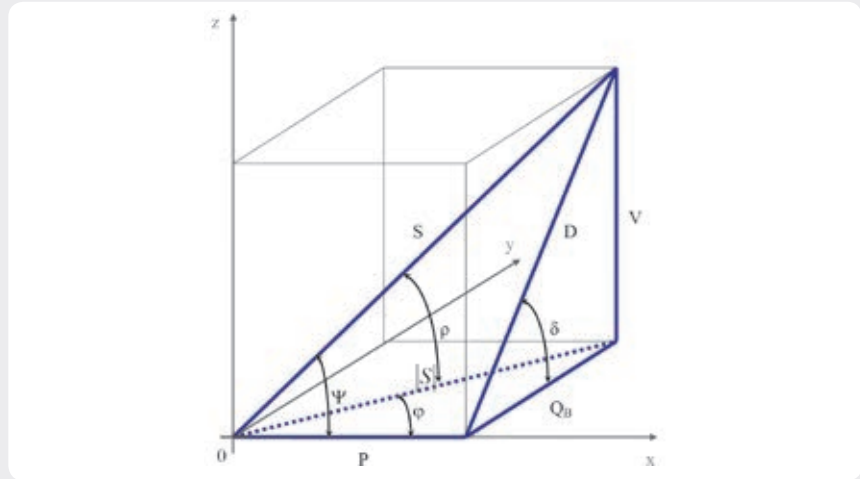
Wprowadzenie takiej finansowej odpowiedzialności mogłoby stanowić nacisk na odbiorców, aby ograniczali możliwość generowania wyższych harmonicznych, zaś z drugiej strony mogłoby zasilić finansowo dostawcę, do którego zadań należy zabezpieczenie przed rozprzestrzenianiem się tych harmonicznych na znaczne obszary sieci elektroenergetycznej. Należy również podjąć decyzję, wobec których grup odbiorców powinno się zastosować proponowane rozliczenia za moc bierną.

Wydaje się, że przedstawiona propozycja powinna zainicjować dyskusję nad analizowaną problematyką. Wymagałoby to przeprowadzenia szerokich badań i analiz dotyczących zasadności dokonywania takiego sposobu rozliczeń za moc bierną. Dopiero podjęcie decyzji o przyjęciu proponowanego sposobu rozliczeń mogłoby stanowić podstawę do określenia szczegółowych warunków jego stosowania, tj. sprecyzowania, wobec których grup odbiorców energii elektrycznej, a ponadto, czy i w jakich strefach czasowych, sposób ten należy stosować itp.

Wnioski i zalecenia

Aktualne taryfy słabo realizują funkcje motywujące odbiorców. Oddziaływanie obecnych taryf ogranicza się do prób motywowania odbiorców do korzystnego kształtowania krzywej obciążenia mocą czynną, ograniczania szczytowych poborów mocy oraz prób dyscyplinowania w zakresie poboru mocy biernej. Żadnej z tych funkcji obecne taryfy nie realizują skutecznie.

Wiele tradycyjnych taryfowych rozwiązań oddziaływania na odbiorców (DSM) zakładało nałożenie się efektu w zakresie opłat za przesył i za energię (było to możliwe, gdy stawki ustalały w jednej taryfie). Po rozdzieleniu taryf na przesyłową (rozliczającą usługę przesyłu i dystrybucji) i za energię elektryczną wdrożenie w taryfach osobnych przedsiębiorstw skutecznych działań



Rys. 1. Czworoscian mocy 1-fazowego układu o odkształconych przebiegach prądu i napięcia

motywacyjnych jest trudne. Poprawa tej sytuacji wymaga koordynacji na etapie projektowania struktury taryf.

W zakresie rozliczeń za moc bierną celowe jest stopniowe odchodzenie od rozliczania odbiorców według wskazań liczników energii biernej. Celowe jest wdrażanie systemów rozliczeń opartych na pomiarach chwilowych wartości współczynnika mocy odbiorcy. System rozliczeń, którego zadaniem jest proste dyscyplinowanie odbiorców, należy zastępować systemami lepiej odzwierciedlającymi wpływ zachowań odbiorców na koszty dostawy mocy biernej. Poza rozliczeniami taryfowymi należy wykorzystać możliwości odbiorców w zakresie regulacji bilansów mocy czynnej i mocy biernej, poprzez stworzenie warunków do aktywnego uczestnictwa odbiorców w dostawie wybranych usług systemowych. Postulat dotyczy zarówno usług z grupy regulacji napięcia i mocy biernej, jak i ograniczonego uczestnictwa odbiorców w regulacji mocy czynnej (szczególnie w przypadkach pracy systemu z deficytem mocy oraz stanów zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu).

Gospodarka energią bierną w całym systemie elektroenergetycznym, tak na poziomie sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej, ma duży wpływ na jakość i efektywność dostaw energii elektrycznej do jej użytkowników. Czynnikiem stymulującym pożądane zachowania użytkowników sieci elektroenergetycznych stanowią zapisy regulujące warunki przyłączenia do sieci, a także zasady rozliczeń za energię bierną, określone w taryfach.

Ponieważ obecnie stwierdza się coraz większe problemy związane z występowaniem wyższych harmonicznych w sieciach elektroenergetycznych, pogłębionych przez powszechne stosowanie odbiorników o charakterystykach nieliniowych, należy poszukiwać skutecznych narzędzi do ograniczania tego niekorzystnego zjawiska. Można tutaj wymienić proponowane rozwiązanie rozliczeń za energię bierną, zastosowane w przypadku występowania odkształconych przebiegów prądów i napięć. Wprowadzenie takiej finansowej odpowiedzialności mogłoby stanowić instrument nacisku na odbiorców, aby ograniczali możliwość generowania wyższych harmonicznych, z drugiej zaś strony mogłoby to zasilić

finansowo zadania związane z zabezpieczeniem się dostawcy przed rozprzestrzenianiem się tych harmonicznych na znaczne obszary sieci elektroenergetycznej. Należy się również zastanowić, wobec których grup odbiorców powinno się zastosować proponowane rozliczenia za moc bierną. Wydaje się, że przedstawiona propozycja powinna zainicjować szerszą dyskusję nad celowością i możliwością jej zastosowania. Obecnie, choćby z powodu braku możliwości pomiarowych, nie jest to możliwe.

Należy, zdaniem autorów, rozważyć ponowne upowszechnienie sposobu rozliczeń za pobór energii biernej, wykorzystującego progresywnie rosnące stawki dopłat, w zależności od stopnia przekroczenia zadanego poziomu $\operatorname{tg}\psi_0$. Sposób ten jest czytelny i emituje silne sygnały adresowane do użytkownika energii elektrycznej, kształtując jego pożądane zachowania w zakresie poboru energii.

Modyfikacja zasad rozliczeń odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej powinna podążać w kierunku odchodzenia od pomiarów energii biernej w okresie obrachunkowym i wdrażania układów pomiarowych, kontrolujących chwilowe wartości współczynnika mocy, przy którym pracuje odbiorca. Sposób rozliczeń powinien być jednocześnie powiązany nie tylko z poziomem współczynnika mocy, ale także z chwilową sytuacją w systemie elektroenergetycznym. Uzasadnienie może znaleźć różnicowanie kosztów i stawek (dopłat) za moc bierną, w zależności od pory dnia i rejonu geograficznego, tak by cena była najwyższa w tych porach, w których w danym regionie pojawia się potrzeba najsilniejszego „wsparcia” napięcia. Taki system rozliczeń, lepiej odzwierciedlający wpływ zachowań odbiorców na koszty dostawy mocy biernej, powinien być wdrażany etapowo, w pierwszej kolejności u odbiorców największych, a w miarę potrzeby, u coraz mniejszych.

Wartość współczynnika $\operatorname{tg}\psi$, stanowiąca podstawę do rozliczeń użytkowników energii elektrycznej i rozliczeń pomiędzy podmiotami przyłączonymi do sieci elektroenergetycznej (np. operatorami systemów dystrybucyjnych, operatorem systemu dystrybucyjnego i operatorem systemu przesyłowego), powinna być ustalana na podstawie badań i obliczeń, przy

założeniu racjonalnej gospodarki mocą bierną w systemie elektroenergetycznym. Może być ona różna w różnych okresach doby i sezonu, a ponadto może ona ulegać zmianom, wraz z wpływem czasu, na co mogą mieć wpływ zmiany zachodzące w systemie, znajdujące się po stronie popytowej, jak również te, które są po stronie podażowej (rozwój sieci elektrycznych i bazy wytwórczej).

Należy upowszechnić bezpośredni pomiar przekroczeń poziomu $\text{tg}\varphi_0$, w celu wykrycia odbiorców cechujących się szybkozmiennym poborem energii czynnej i biernej, którzy przyczyniają się do pogorszenia jakości energii elektrycznej. W dalszej kolejności trzeba spopularyzować zastosowanie wobec nich odpowiedniego sposobu rozliczeń, polegającego na dynamicznym pomiarze przekroczeń wskazanego $\text{tg}\varphi_0$. Taki sposób z pewnością zdyscyplinuje użytkowników energii elektrycznej do dotrzymywania warunków określonych w umowie o przyłączenie, a jak pokazują doświadczenia, może przyczynić się do zwiększenia wpływów finansowych dla dostawców.

System taryfowy w zakresie rozliczeń za energię bierną powinien być wspierany przez odpowiednie regulacje prawne, stymulujące działania racjonalnego gospodarowania mocą bierną w systemie elektroenergetycznym. Regulacje te mogłyby stanowić narzędzie w rękach operatorów, używane do wpływania na inne podmioty – szczególnie wytwórców (np. elektrownie wiatrowe), korzystające ze wspólnej sieci elektroenergetycznej i nierespektujące uwarunkowań dotyczących poziomu generacji mocy biernej.

Przychody uzyskiwane z opłat za energię bierną powinny być kierowane na wydatki celowe, tj. na inwestycje poprawiające jakość energii elektrycznej i efektywność jej dostawy.

Bibliografia

1. Borecki J., Wilczyński A., Rozliczenia użytkowników za pobieraną energię bierną w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów, *Elektroenergetyka* 2005, nr 2.
2. Borecki J., Wilczyński A., Metoda rozliczania odbiorców za pobór energii biernej w warunkach występowania odkształconych przebiegów napięć i prądów, XI Konferencja Naukowo-Techniczna nt. „Rynek energii elektrycznej: Bezpieczeństwo energetyczne Polski w strukturze Unii Europejskiej” REE 2005, Politechnika Lubelska.
3. Borecki J., Wilczyński A., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej, Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, zadanie 7, temat 7.1, punkty: 7.1.3.D i E, Politechnika Wroclawska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 2008.
4. Bućko P., Badanie struktury taryfy za energię z uwzględnieniem mocy biernej pod kątem stymulowania zachowania użytkowników energii elektrycznej, Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”, zadanie 7, temat 7.1, punkt: 7.1.3.D, Politechnika Gdańska, Katedra Elektroenergetyki, Gdańsk 2007.
5. Budeanu C.J., Puissances reactives et fictives. Publication de l'Institut National Roumain pour l'Etude de Amenagement et de l'Utilisation des Sources d'Energie, Bucarest 1927.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 roku w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci, Dz. U. nr 2 z 2005 roku, poz. 6.
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. nr 93 z 2007 roku, poz. 623.
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. nr 189 z 2011 roku, poz. 1126.
9. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 27 kwietnia 2012 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, Dz. U. z 2012 roku, poz. 535.
10. Szczerba Z., Czy pomiar energii biernej ma sens?, *Zeszyty Naukowe Politechniki Gdańskiej* 2000, nr 86(583).

Artur Wilczyński

prof. dr hab. inż.
Politechnika Wroclawska
e-mail: Artur.Wilczynski@pwr.edu.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wroclawskiej (1971). Stopień doktora uzyskał w Instytucie Energoelektryki Politechniki Wroclawskiej (1977), zaś dr. hab. nauk ekonomicznych został na Wydziale Zarządzania i Informatyki Akademii Ekonomicznej we Wroclawiu (1991). W latach 1998–1999 pełnił funkcję p.o. kierownika Zakładu Sieci i Systemów Elektroenergetycznych Instytutu Energoelektryki PWR, a od 2005 roku funkcję kierownika tego zakładu. Jednocześnie w latach 1993–2001 był zatrudniony na etacie profesora w Instytucie Automatyki Systemów Energetycznych we Wroclawiu, gdzie pełnił funkcję kierownika Pracowni Ekonomiki, Taryfikacji oraz Prognoz w Elektroenergetyce. W 2007 roku uzyskał tytuł profesora nauk technicznych. Od roku 2011 jest profesorem zwyczajnym Politechniki Wroclawskiej. Był współwykonawcą wielu projektów badawczych, w tym finansowanych przez KBN, pełniąc w nich najczęściej rolę kierownika projektu. Jest autorem lub współautorem 150 publikacji i ponad 80 raportów z prac badawczych.

Paweł Bućko

dr hab. inż.
Politechnika Gdańska
e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Pracuje w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego działalność naukowa związana jest z ekonomiką energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki programowania rozwoju systemów energetycznych w uwarunkowaniach rynkowych. Aktywność zawodowa koncentruje się na analizie inwestycyjnej dla źródeł wytwórczych, analizie mechanizmów rynkowych i zasad rozliczeń w dostawie energii. Jest także audytorem energetycznym i zajmuje się problematyką racjonalnego użytkownika energii.