

Simplified Distribution Grid Modelling for Connection Analyses

Authors

Paweł Bućko
Jerzy Buriak
Krzysztof Dobrzyński
Marcin Jaskólski
Piotr Skoczko
Piotr Zieliński

Keywords

connection analysis, distribution grid, prosumer source

Abstract

This paper considers the modelling of medium and low voltage grids for the purpose of connection studies by distribution grid operators. Possible simplifications in grid modelling are discussed, which are acceptable from the viewpoint of the final result. The main driver of the modelling simplification is the MS Excel environment used as the computation platform, and the limitation of time for grid modelling.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016304

1. Introduction

Connecting yet another load (or increasing the power of an existing one) or an electricity generator to a power system requires prior calculations to check the connected object's impact on the supply grid. The result determines the decision to connect or not. The complexity of the calculations that have to be performed depends on many factors. These are, among others: the type of the grid (meshed or radial) to which the object will be connected, object size (including the complexity) and the object type. "Manual" calculations on the piece of paper are, in principle, feasible only in simple cases, when only basic information are looked for. Obtaining the calculation results within an acceptable time, even for a part of the radial grid, requires the use of a tool to perform calculations using a model of the grid. It should be mentioned here that in the case of issuing connection requirements by the distribution system operator, the time to decide by the operator is very important and is one of the elements for which the respective employee is held accountable. The most obvious tool that can be used for calculations on a mathematical model of a grid seem to be commercial programs dedicated to power system analysing. This solution has its advantages and disadvantages. An advantage is undoubtedly the functionality, including the ability to model individual grid elements, and ready calculation modules, such as calculation of flows, short circuits, etc. This usually enables comprehensive calculations with a single tool, and various types of analyses on a model of the whole grid of a distribution operator or part of it. In turn, a drawback is

certainly the complexity of such programs. It may be assumed that the more functional a tool is and the more ready calculation modules it has, the more expertise requires its operation. A disadvantage is also the need for continuous updating the grid model. This may be particularly burdensome in the case of large grids, where quite often the connections may take place in many locations at the same time, as is the case with LV grids. Such a situation requires a specific logistic effort. Another disadvantage is the price of such software, which, due to the limited competition in the market for this type of programs, is usually very high. For this reason, operators often choose an intermediate solution, and develop simplified tools for specific tasks. In this paper the authors focus on the grid modelling for analysing load connections to MV and LV grids, and micro-source connections to LV grids.

2. Power system modelling

The accuracy of mapping a power grid in the model depends on many aspects. On the one hand, on the problem to be considered. On the other hand, on the time that must be devoted to entering data to the model, and the availability of these data. Regardless of assumptions, in order to shorten the time for obtaining calculation results, certain simplifications may be adopted in modelling, of course with the awareness of the consequences these simplifications carry, e.g. of the errors they introduce. It is important to adopt such a way of grid modelling, which allows for acceptable accuracy in calculating the critical technical conditions that must be met. Precision of calculations should be at an acceptable

level, and “in the safe direction” from the point of view of the limit criteria.

Commercial programs for power system analyses are usually dedicated to a specific type of grid, meshed or radial (e.g. PLANS, PSLF). Also available are programs in which models of both types of grids can be used (e.g. Synergi Electric, PowerFactory). Nevertheless, concurrent analysing grids of both types can be difficult or even impossible, which depends mainly on the degree of representation accuracy of each grid in the model. Modelling MV and LV grids can be reduced to a radial grid model only with replaced higher voltage grids by an equivalent voltage source.

3. Criteria taken into account in connection analysis

There are many criteria that are taken into account in analysing load connections to MV and LV grids, and microsource connections to LV grids. Some of them are verified for a particular grid, others depend on the type of the connected object. Below, the conditions that would normally be used are listed.

Voltage levels in grid nodes

Voltage in a power system in its normal operation should stay within an appropriate range, which depends on the voltage level of grid. In the case of the MV and LV grids permissible range of voltage is the same (Tab. 1).

Connection of a load or microsource to a grid alters the voltage in the grid. Thus, the voltage levels are checked in individual nodes of the analysed grid, after connection of the object. Also verified are impacts on the voltage change, which can be expressed with the following equation:

$$\Delta U_i = |U_i^{after} - U_i^{before}| \quad (1)$$

where: ΔU_i – voltage change in node i of the grid; ΔU_i^{after} – voltage in node i after connection of the load/ source; ΔU_i^{before} – voltage in node i before connection of the load/ source.

If the connected load contains a high power motor (or motors), then its impact must be considered on the instantaneous change of voltage during start-up. In simple terms the relative voltage change (d) may be expressed as:

$$d = c_{max} \cdot k_{LR} \cdot \frac{S_{rM}}{S_k} \quad (2)$$

| Parameter | PN-EN 50160 | |
|-------------------|---|---|
| | Low voltage | Medium voltage (up to 35 kV) |
| voltage variation | ±10% U_n – in 95% of the time each week +10% / –15% U_n – 100% of the time | ±10% U_n – in 95% of the time each week +10% / –15% U_n – 100% of the time |

Tab. 1. Voltage variation limits in distribution grids according to standard PN-EN 50160 [3]

where: c_{max} – equivalent voltage source coefficient; k_{LR} – ratio of the current when motor stands still to its rated current (start-up current coefficient); S_{rM} – rated motor power; S_k – short-circuit power at point of common coupling (PCC).

Parameter d calculated from (2) should not exceed the limit:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (3)$$

where: $\Delta U_{dyn}/U_n$ – maximum permitted dynamic voltage change.

Limit load of grid elements

Another criterion to be taken into account when issuing the connection requirements is the effect of the connected object on the current flow by grid elements. In this case, the impact is basically limited to the main circuit supply, i.e. the route formed directly from the supply transformer to the PCC. This impact may be expressed as:

$$\Delta I_j = |I_j^{after} - I_j^{before}| \quad (4)$$

where: ΔI_j – current change in line j of the grid; I_j^{after} – current in line j after connection of the load/ source; I_j^{before} – current in line j before connection of the load/ source.

After connecting the object, the current in any element of the analysed grid should not exceed the limit of continuous current-carrying capacity: I_{dd} for a line, and rated power S_{HT} for a power transformer.

Protection against electric shock

Due to the feasibility of its analytical verification the criterion for protection against electric shock is checked only for LV grids. In this case the following condition may be used [1]:

$$I_{a(5s)} \leq I''_{kmin} \quad (5)$$

where: $I_{a(5s)}$ – current causing the automatic operation of the disconnecting protective device within the time no longer than 5 seconds (for distribution circuits); I''_{kmin} – minimum short-circuit current calculated at the PCC.

The verification of the shock protection is based on a comparison of rated currents consecutive fuses. For this purpose should be used of the rated currents of the respective types of fuse (Tab. 2).

Short-circuit power to source power ratio

In addition to the above-described conditions, for microsource connections the ratio of short-circuit power at the PCC to the source rated power is checked, whereby the ratio is usually referred to 20:

$$\frac{S_k''}{S_{nM\dot{Z}}} \geq 20 \quad (6)$$

As regards microsourses, it should be remembered that such a source brings in a definite share to short circuit currents, when

| Preceding fuse | Fuse | Rated currents ratio |
|----------------|------|----------------------|
| gG | gG | 1.6:1 |
| gF | gF | 1.6:1 |
| gG | gF | 1:1 |
| gF | gG | 2.5:1 |

Tab. 2. Ratios of rated currents of adjacent fuse fulfil the short-circuit selectivity requirement

a short circuit occurs in such a grid. Therefore, the short-circuit currents flowing from these sources must be taken into account when checking protection against electric shock. In turn, these currents depend on the source type. Without knowing the specific source data, the short-circuit currents may by way of simplification be assumed at $1,1 \cdot I_n$ for photovoltaic sources, and at $3 \cdot I_n$ for wind turbines with asynchronous motors.

The above cited criteria give some information that allows one to assess what simplifications are acceptable when developing a model for connection analyses in MV and LV grids. Here the

authors present a proposal for the modelled grid simplification to a form enabling its being entered into a calculation tool implemented in MS Excel environment.

4. Modelling power supply route in radial grid

As mentioned earlier MV and LV grids are radial. This means that power in this type of grid is always supplied from one side (with the impact of local energy source neglected). A simplified structure of such a grid is shown in Fig. 1.

For any load and microsource connected to a simplified grid the main supply route can be identified, which determines the shortest route from the transformer to the PCC. Also, branches of this route can be identified. In Fig. 1 a simplification is assumed that there are no other branches from the branch lines. In this case the power received/generated has to be aggregated to a single power connected to the place where the branch starts. Mapping the structure shown in Fig. 1 in MS Excel is a difficult task, both in terms of the amount of data to be entered (parameters of individual line sections and powers of each node), as well as graphical representation of the grid. It should be remembered that the model of a grid is developed for a specific case

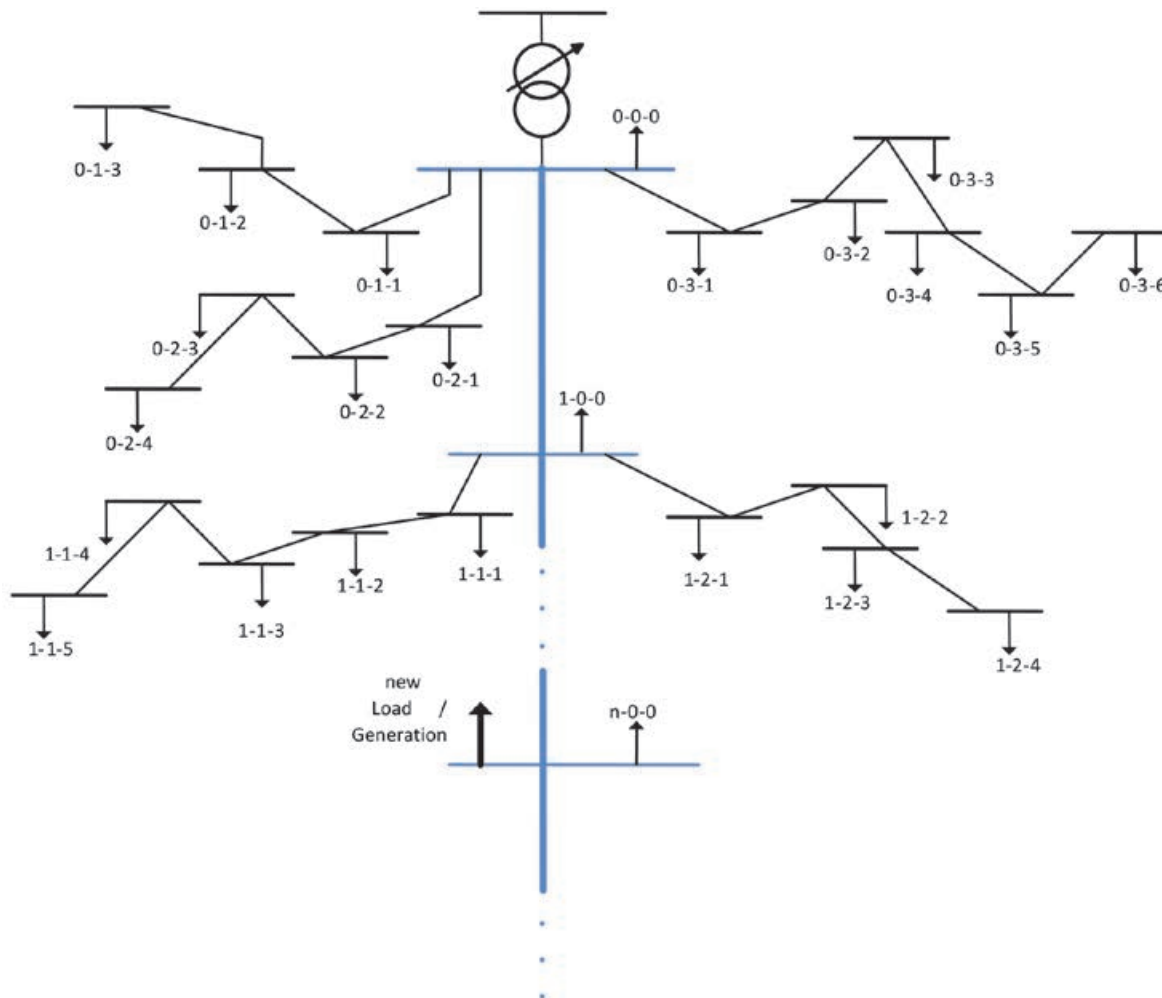


Fig. 1. Simplified structure of radial grid

of connection analysis. Thus, the amount of user entered data should be as limited as possible. For this purpose, the authors propose to introduce yet another simplification, which is the aggregation of powers from all branches, leaving the possibility of accurate modelling of one selected branch (Fig. 2). In this case received and generated powers are aggregated separately, and the aggregated power is defined, respectively, by active powers P_{odbW} and P_{genW} , and power factors $tg\varphi_{odbW}$ and $tg\varphi_{genW}$ (Fig. 3).

This simplification still allows one to check the effect of the connected object on each connection criterion listed in point 3. And so for the criterion of:

- voltage – in order to check the voltage in nodes, these branches should be modelled, where the voltage situation is the worst (the voltage departs the most from rated value)
- current-carrying capacity of grid elements – aggregation has no effect, because the power of the connected object impacts to the main supply route only
- shock protection – aggregation has no effect. The connection of a load alone does not affect the short-circuit current I''_{kmin} used for checking the shock protection requirement (5). This current is affected by grid parameters, therefore the effect occurs if the connection of a load/ source entails the need to replace relevant line sections of the grid (e.g. due to voltage

drops), including the line sections in branches. However, in this case, the line section is replaced with a larger cross-section, which in turn increases the short circuit current, and hence improves condition (5). Connection of a micro-source has the same effect, which at a short circuit will contribute to the short-circuit current, increasing current I''_{kmin} determined in the branch

- ratio of short-circuit apparent power to source apparent power – aggregation has no effect.

Moreover, this approach enables modelling the connection of a load/source anywhere in the grid, i.e. at the end of the power supply route, in the middle or behind the line connection. In the second case the rest of the route is modelled as a branch, but without the possibility of modelling subsequent branches (Fig. 3). On the other hand, in the case of connecting the object behind the line connection, the rest of the route is modelled as a branch extending from the one before last node of the main power supply route, there also without the possibility of modelling subsequent branches.

The main problem with this type of modelling is the determination of the currents/powers of individual loads/sources, which should be entered to the model. This is particularly evident in a LV grid, where there are currently no measurements that could

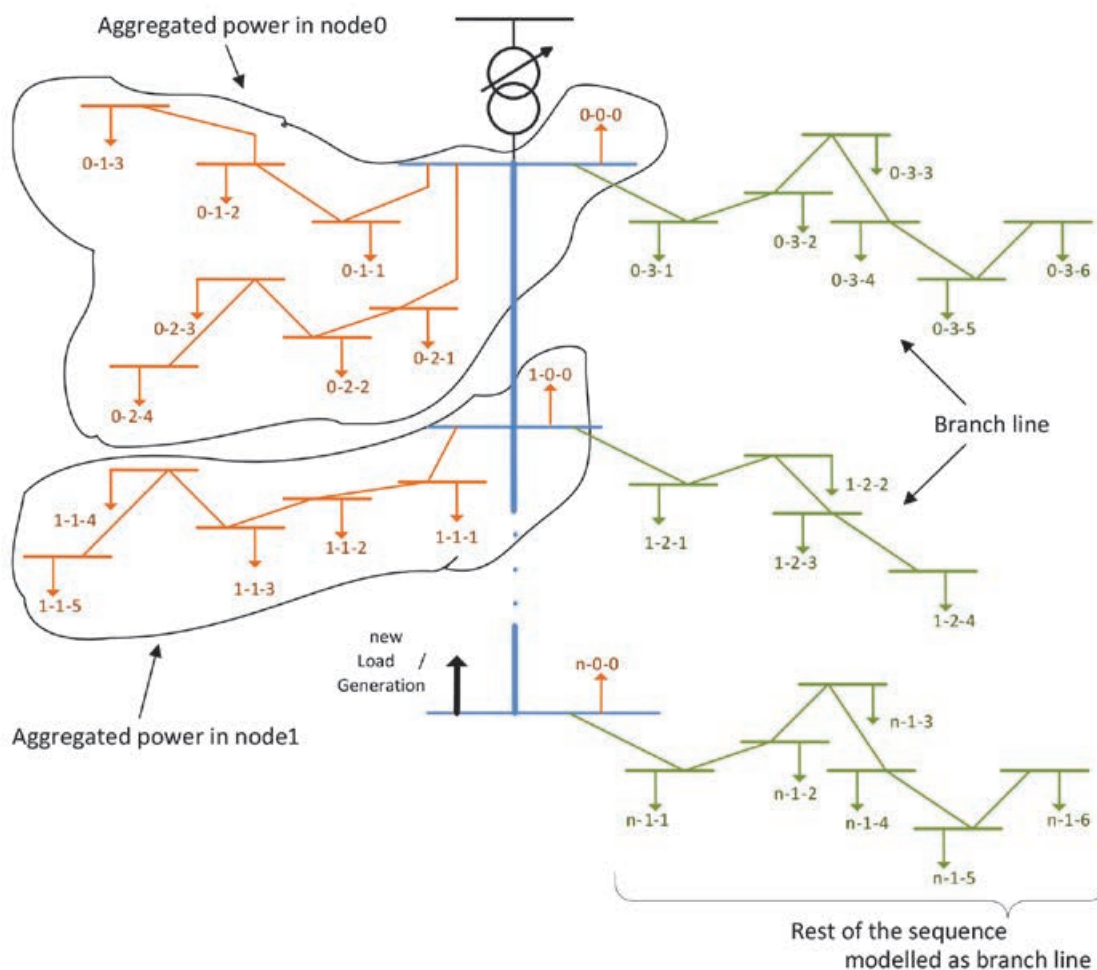


Fig. 2. Aggregation of branches in radial grid

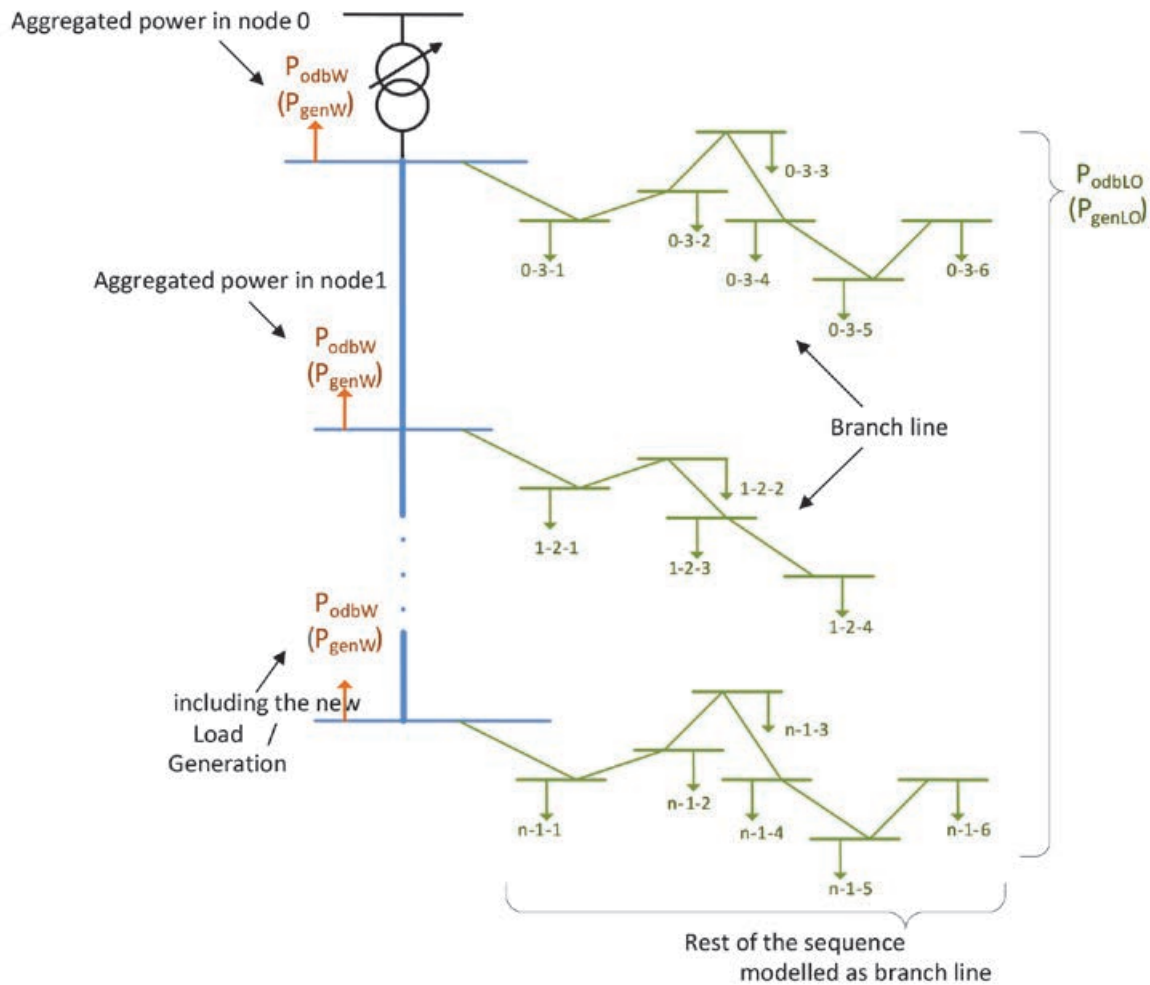


Fig. 3. Aggregation of branches to single power

provide information about the actual daily load of individual customers or sources. On this basis a user could evaluate the peak power which would be introduced to the model. Available in LV grids are basically only measurements for MV/LV transformers, and even those only as the total power flowing through the transformer, without a breakdown by individual branches from it. A possible approach is to use the electricity consumption profiles developed by PTPIREE [4], in cooperation with the Distribution System Operators (DSOs) for various consumer groups, most often tariff groups or subgroups of consumers supplied at the same tariff. The profiles show the curves of electricity consumption in absolute terms for each hour in a calendar year, which allows the calculation of a consumer's average power consumption for each hour, and the determination of the average, maximum and minimum power demand for every day and the entire year alike. However, the use of an entire matrix containing the load profiles can be time consuming and also inefficient, as they are burdened with high uncertainty of input data. It is safer to use characteristic indicators of daily chronological chart of electric load [5], an example of which, with marked characteristic values, is shown in Fig. 4.

Data in the form of consumer load profile (electric energy consumption) allow one to determine the highest average

hourly demand for power, the lowest average hourly demand for power, and the average demand for power (for a particular day or the whole year). On this basis the average and basic load factor can be calculated.

The average load factor is defined as the quotient of average power and peak power during the considered calendar period. In other literary sources it may take other names, e.g. factor/coefficient of load curve filling.

The powers shown on the chart in Fig. 4 refer to the period of one day. To determine the maximum power in the entire calendar year the annual average load factor should be used:

$$m_{(q)} = \frac{P_{rav(q)}}{P_{rs(q)}} \quad (7)$$

where: $P_{rav(q)}$ – average electrical load in the calendar year, for load of type q [kW]; $P_{rs(q)}$ – peak electrical load in the calendar year, for load of type q [kW].

The annual average power is calculated based on the sum of hourly average loads (multiplied by $t = 1$ h, which is the hourly electric energy consumption) for the entire calendar year, referred to the year's duration of 8760 h:

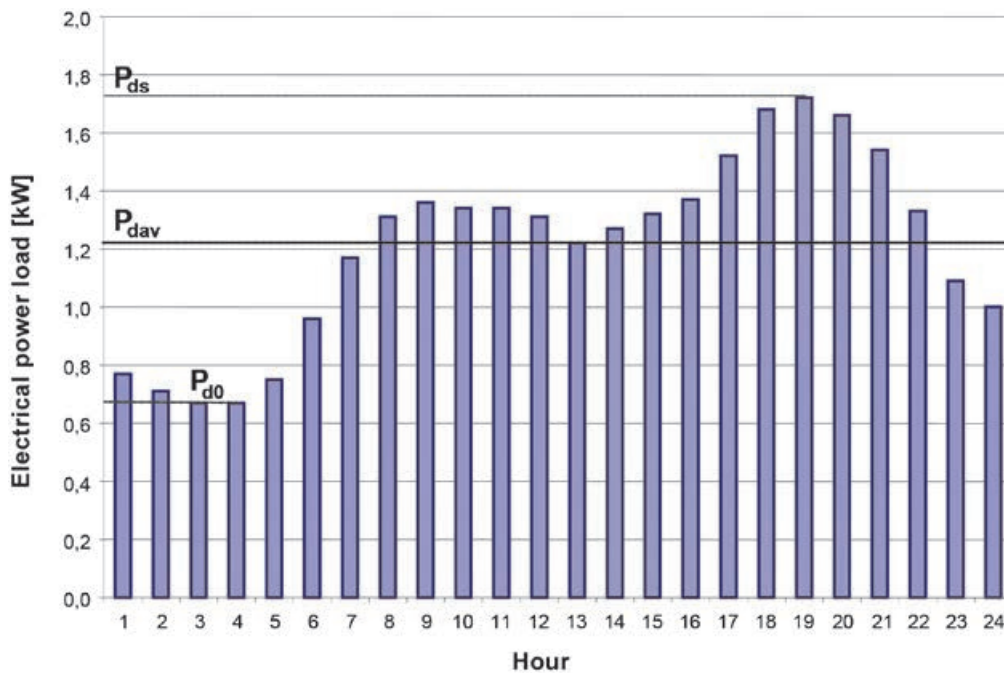


Fig. 4. Daily chronological chart of electric load for a selected day and an example load type on the basis of PTPIREE data [4]; P_{ds} – the largest (peak) daily load [kW]; P_{d0} – the lowest (basic) daily load [kW]; P_{dav} – the average daily load [kW]

$$P_{rav(q)} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T P_{dt(q)} \cdot t = \frac{1}{8760} \cdot \sum_{t=1}^T P_{dt(q)} \cdot 1 \quad (8)$$

where: $P_{dt(q)}$ – average demand for power in hour t for load of type q [kW]; t – duration of the sub-period for which electric energy consumption is calculated ($t = 1$ h); T – duration of the calendar year, $T = 8760$ h.

The peak power demand in a year should be determined by seeking the maximum values in the matrix of electrical loads profile:

$$P_{rs(q)} = \max P_{dt(q)} \quad (9)$$

An alternative solution is to assume that peak power is equal to connection power.

5. Summary

The grid modelling proposed in this paper was implemented in the MS Excel environment. It was used for calculations by the multi-criteria analysis method of the allocation of connection with a power distribution grid [2]. The grid modelling fulfilled the assumptions formulated at the beginning of this paper, and the results of testing and implementation proved its effectiveness.

Further work will proceed on the integration of the model with programs dedicated to grid analyses, and the efficiency of its use can be significantly increased by its integration with databases of grid infrastructure components, which will allow reducing the amount of work to enter grid configuration information to the program.

REFERENCES

1. PN-HD 60364-4-41:2009, Low-voltage electrical installations – Part 4-41: Protection for safety – Protection against electric shock
2. P. Bućko et al., Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia [A method of multi-criteria analysis of the selection of allocation of interconnection with a MV and LV distribution grid], XVII International Conference „Current Problems in Power Engineering”, conference proceedings, Jastrzębia Góra 2015.
3. PN-EN 50160 2010, Voltage Characteristics in Public Distribution Systems.
4. J. Tomczykowski, Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej, Raport 2013 opracowany na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych w okresie 01.01.2012 – 31.12.2012 [A study of loads and the development of a catalogue of electricity consumer characteristics. Report 2013 prepared on the basis of measurements taken in 01.01.2012 – 31.12.2012], Poznań, July 2013.
5. Poradnik Inżyniera Elektryka [Electrical Engineer Manual], Vol. 3, joint publication, Warsaw 2005.

Paweł Bućko

Gdańsk University of Technology

e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Works at the Department of Electrical Power Engineering, Gdańsk University of Technology. His scientific work focuses on economy of the power system, especially investment analyses for generating sources, studying market mechanisms and rules for billing energy supplies. He is also an energy auditor and an expert in rational energy utilisation issues.

Jerzy Buriak

Gdańsk University of Technology (since 2015 The State University of Applied Sciences (PWSZ) in Elbląg)

e-mail: j.buriak@pwsz.elblag.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering in Gdańsk University of Technology (1995). He obtained his doctoral degree at the Faculty of Electrical and Control Engineering of his alma mater (2001). By 2014 an assistant professor at the Department of Electric Power Engineering of Gdańsk University of Technology. Since 2015 director of the Institute of Applied Informatics in The State University of Applied Sciences (PWSZ) in Elbląg. His professional interests include: power system development planning, formulation of optimisation models, and databases in power engineering.

Since 2015 director of the Institute of Applied Informatics them. Krzysztof Brzeski PWSZ in Elbląg.

Krzysztof Dobrzyński

Gdańsk University of Technology

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Gdańsk University of Technology (1999). In 2012 he obtained his doctorate at the Faculty of Electrical Engineering and Automation of Gdańsk University of Technology. A lecturer at the Power Engineering Department of Gdańsk University of Technology. His areas of interest include cooperation of distributed generation sources with the power system, mathematical modelling, power system control, and intelligent systems in buildings

Marcin Jaskólski

Gdańsk University of Technology

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Graduate of the Gdańsk University of Technology. During his PhD research participated in training at Lund University (Sweden), at the International Institute for Applied Systems Analysis in Laxenburg (Austria) and the Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER) at Stuttgart University (2002–2004). Currently working as a lecturer at the Department of Electrical Power Engineering, Gdańsk University of Technology. Apart from integrated modelling of energy systems development his scientific interest areas include utilization of renewable energy sources and nuclear power engineering. In 2010 the author participated in a three-month training session at the Alternative Energies and Atomic Energy Commission (CEA) in Saclay (France). In 2011 he participated in six-weeks training on EPR safety analyses at the EDF SEPTEN research centre in Lyon.

Piotr Skoczko

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering, Gdańsk University of Technology, specialization electrical power engineering, and from the Faculty of Management and Economics, Gdańsk University of Technology, in the field of economics and finance. Employed as Chief Engineer for Grid Development at ENERGA-OPERATOR SA. His work focuses on 110 kV grid development planning. His professional interests include MV and LV grid development in the context of cooperation with distributed generation and microgeneration. Author of papers and presentations focused on such issues shown at the Gdańsk University of Technology and at conferences.

Piotr Zieliński

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Graduated from the Faculty of Electrical and Control Engineering, Gdańsk University of Technology, specialization electrical power engineering. Employed as a Manager of Development Bureau at ENERGA-OPERATOR SA. His areas of interest include long-term network planning, engineering calculations, development of HV distribution network and optimization of passive power.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Uprozczone modelowanie sieci dystrybucyjnej na potrzeby analiz przyłączeniowych

Autorzy

Paweł Bućko
Jerzy Buriak
Krzysztof Dobrzyński
Marcin Jaskólski
Piotr Skoczko
Piotr Zieliński

Słowa kluczowe

analiza przyłączeniowa, sieć dystrybucyjna, źródło prosumenckie

Streszczenie

W artykule przedstawiono rozważania na temat sposobu modelowania sieci średniego (SN) i niskiego (nn) napięcia na potrzeby wykonywania analiz przyłączeniowych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Zaproponowano możliwe do wykonania uproszczenia w modelowaniu sieci, które są do zaakceptowania z punktu widzenia uzyskiwanego wyniku końcowego. Głównym elementem wymuszającym uproszczenia w modelowaniu jest środowisko MS Excel, które wykorzystano jako platformę obliczeniową, oraz czas, jaki należy poświęcić na zamodelowanie sieci.

1. Wstęp

Przyłączenie kolejnego odbioru (albo zwiększenie mocy już istniejącego) lub źródła wytwarzającego energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego wiąże się z przeprowadzeniem obliczeń, których celem jest wykazanie, jaki wpływ przyłączany obiekt będzie miał na sieć zasilającą. Uzyskany wynik determinuje decyzję o przyłączeniu do sieci. Złożoność obliczeń, jakie należy wykonać, zależy od wielu czynników, w tym przede wszystkim od rodzaju sieci (oczekowa czy promieniowa), do której przyłączany jest obiekt, jej wielkości (złożoności), jak również od typu przyłączanego obiektu. Wykonanie obliczeń „ręcznie”, na kartce papieru, możliwe jest w zasadzie tylko w prostych przypadkach, kiedy chcemy uzyskać podstawowe informacje. Uzyskanie informacji w akceptowalnym czasie na temat części sieci, nawet promieniowej, wymaga jednak skorzystania z narzędzia umożliwiającego wykonanie obliczeń z wykorzystaniem modelu tej sieci. Należy tu wspomnieć, że w przypadku wydawania warunków przyłączenia przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego czas podjęcia decyzji jest bardzo istotny i stanowi jeden z elementów, za który rozliczany jest pracownik. Najbardziej oczywistym narzędziem, jakie można wykorzystać do obliczeń na modelu matematycznym sieci, wydają się komercyjne programy dedykowane do analiz systemów elektroenergetycznych. Rozwiązanie to posiada swoje wady i zalety. Zaletą jest niewątpliwie funkcjonalność, którą w takim programie otrzymujemy, w tym możliwość modelowania poszczególnych elementów sieci, czy gotowe moduły obliczeniowe, np. obliczanie rozpyływu, obliczanie zwarć itp. Daje to zwykle możliwość kompleksowego wykonywania, z wykorzystaniem jednego narzędzia, różnego typu analiz na modelu całej sieci operatora dystrybucyjnego lub jej części. Z kolei wadą jest z pewnością poziom skomplikowania tego typu programów. Można przyjąć, że im narzędzie jest bardziej funkcjonalne, posiada

więcej gotowych modułów obliczeniowych, tym większej wiedzy eksperckiej wymaga jego obsługa. Wadą jest również konieczność ciągłego aktualizowania modelu sieci. Może to być szczególnie widoczne w przypadku rozległych sieci, gdzie niejednokrotnie przyłączenia mogą się odbywać w wielu miejscach w tym samym czasie, tak jak ma to miejsce w przypadku sieci nn. Taka sytuacja wymaga określonego wysiłku logistycznego. Kolejną wadą jest również cena takiego oprogramowania, która ze względu na ograniczoną konkurencyjność na rynku tego typu programów jest zazwyczaj bardzo wysoka. Z tego też powodu operatorzy często decydują się na pośrednie rozwiązanie, tworząc uproszczone narzędzia przeznaczone do określonych zadań.

W niniejszej publikacji autorzy skupiają się na modelowaniu sieci na potrzeby prowadzenia analiz przyłączeniowych dla odbiorów przyłączanych do sieci średniego i niskiego napięcia oraz mikroźródeł przyłączanych do sieci niskiego napięcia.

2. Modelowanie systemu elektroenergetycznego

Dokładność odwzorowania sieci elektroenergetycznej w modelu zależy od wielu aspektów. Z jednej strony od zagadnień, które mają być rozważane. Z drugiej strony od czasu, jaki należy poświęcić na wprowadzenie danych do modelu, oraz od dostępności tych danych. Niezależnie od przyjętych założeń, w celu skrócenia czasu uzyskania wyników obliczeń, można przyjąć określone uproszczenia w modelowaniu, mając oczywiście świadomość, jakie te uproszczenia niosą konsekwencje, np. jakie wprowadzają błędy. Istotne jest przyjęcie takiego sposobu modelowania sieci, który pozwoli na możliwie dokładne obliczenie wartości kryterialnych warunków technicznych, które są konieczne do spełnienia. Niedokładności obliczeń powinny być na niskim akceptowalnym poziomie i „w kierunku bezpiecznym” z punktu widzenia granicznych wielkości kryterialnych.

Komercyjne programy, służące do analiz systemów elektroenergetycznych, zwykle dedykowane są do określonego typu sieci: oczekowej lub promieniowej (np. PLANS, PSLF). Dostępne są również programy, w których jest możliwość wykorzystania modeli obu typów sieci (np. Synergi Electric, Power Factory). Jednak wykonywanie analiz jednocześnie z wykorzystaniem dwóch typów sieci może się okazać trudne lub wręcz niemożliwe, co zależy głównie od stopnia dokładności odwzorowania poszczególnych sieci w modelu. W przypadku modelowania sieci SN i nn można ograniczyć się tylko do modelu sieci promieniowej, odwzorowując sieci wyższych napięć zastępczym źródłem zasilającym.

3. Kryteria uwzględniane podczas analizy przyłączeniowej

Podczas analiz przyłączeniowych wykonywanych dla odbiorów przyłączanych do sieci SN i nn lub mikroźródeł przyłączanych do nn rozważa się wiele kryteriów. Niektóre z nich sprawdzane są dla konkretnej sieci, inne zależą od typu przyłączanego obiektu. Poniżej wymieniono te warunki, które zwykle są stosowane.

Poziom napięcia w węzłach rozważanej sieci

Napięcie w systemie elektroenergetycznym w normalnym stanie pracy powinno się zawierać w odpowiednim zakresie, który zależy od poziomu tego napięcia, przy czym dopuszczalny zakres zmian dla sieci średniego i niskiego napięcia jest taki sam (tab. 1).

Przyłączenie odbioru lub mikroźródła do sieci powoduje zmianę napięcia w tej sieci. Zatem sprawdzeniu będą podlegały poziomy napięć w poszczególnych węzłach analizowanej sieci, po przyłączeniu rozważanego obiektu, jak i sam jego wpływ na zmianę tego napięcia, którą wyrazić można zależnością:

$$\Delta U_i = |U_i^{po} - U_i^{przed}| \quad (1)$$

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL

gdzie:

ΔU_i – zmiana napięcia w i -tym węźle analizowanej sieci; ΔU_i^{p0} – napięcie w i -tym węźle po przyłączeniu odbioru/wytwarzania; ΔU_i^{przed} – napięcie w i -tym węźle przed przyłączeniem odbioru/wytwarzania. Jeżeli w ramach przyłączanego odbioru znajduje się silnik (lub silniki) dużej mocy, to należy uwzględnić ich wpływ na chwilową zmianę napięcia podczas rozruchu. W uproszczeniu względną zmianę napięcia (d) można wyrazić zależnością:

$$d = c_{max} \cdot k_{LR} \cdot \frac{S_{rM}}{S_k} \quad (2)$$

gdzie:

c_{max} – współczynnik zastępczego źródła napięcia; k_{LR} – stosunek prądu przy nieruchomym wirniku do prądu znamionowego (współczynnik prądu rozruchu); S_{rM} – moc znamionowa silnika; S_k – moc zwarciowa w miejscu przyłączenia odbioru.

Wartość d obliczona zależnością (2) nie powinna być większa od wartości dopuszczalnej:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (3)$$

gdzie:

$\Delta U_{dyn}/U_n$ – maksymalna dopuszczalna dynamiczna zmiana napięcia w punkcie przyłączenia.

Dopuszczalne obciążenie elementów sieci

Kolejnym kryterium branim pod uwagę podczas wydawania warunków przyłączenia jest wpływ przyłączanego obiektu na obciążenie elementów sieci. W tym przypadku wpływ ten występuje w zasadzie tylko dla głównego ciągu zasilającego, czyli dla ciągu tworzonego bezpośrednio od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Wpływ ten można wyrazić zależnością:

$$\Delta I_j = |I_j^{p0} - I_j^{przed}| \quad (4)$$

gdzie:

ΔI_j – zmiana prądu obciążenia w j -tej linii analizowanej sieci; I_j^{p0} – prąd w j -tej linii po przyłączeniu odbioru/wytwarzania; I_j^{przed} – prąd w j -tej linii przed przyłączeniem odbioru/wytwarzania.

Po przyłączeniu rozważanego obiektu obciążenie dowolnego elementu analizowanej sieci nie powinno przekroczyć wartości dopuszczalnej długotrwale: I_{dd} dla linii oraz S_{nT} dla transformatora zasilającego.

Ochrona przeciwporażeniowa

Kryterium ochrony przeciwporażeniowej, ze względu na możliwości analitycznego wyznaczenia, sprawdzane jest tylko dla sieci nn. W tym przypadku można posłużyć się poniższym warunkiem [1]:

$$I_{a(5s)} \leq I_{kmin}'' \quad (5)$$

gdzie:

$I_{a(5s)}$ – prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia wyłączającego w czasie umownym nie dłuższym niż 5 s (dla obwodów rozdzielczych); I_{kmin}'' – prąd zwarcioowy początkowy minimalny obliczony w miejscu przyłączenia.

| Parametr | PN-EN 50160 | |
|-----------------|--|--|
| | Niskie napięcie | Średnie napięcie (do 35 kV) |
| zmiany napięcia | $\pm 10\% U_n$ – przez 95% czasu w każdym tygodniu $+10\% / -15\% U_n$ – przez 100% czasu | $\pm 10\% U_n$ – przez 95% czasu w każdym tygodniu $+10\% / -15\% U_n$ – przez 100% czasu |

Tab. 1. Wartości dopuszczalne zmiany napięcia sieci rozdzielczych według normy PN-EN 50160 [3]

Ponieważ ochrona przeciwporażeniowa opiera się na informacjach na temat typów zabezpieczeń oraz ich lokalizacji, w stosunkowo łatwy sposób można jednocześnie sprawdzić selektywność zwarciową poszczególnych, sąsiadujących ze sobą zabezpieczeń (w sieciach SN i nn są to bezpieczniki). W celu sprawdzenia selektywności zwarciowej należy posłużyć się stosunkami prądów znamionowych odpowiednich typów wkładek bezpiecznikowych (tab. 2).

Stosunek mocy zwarciowej do mocy źródła

Oprócz powyższych przedstawionych warunków dodatkowo dla przyłączanych mikroźródeł sprawdzany jest stosunek mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia do mocy znamionowej źródła, gdzie stosunek ten porównywany jest zwykle do wartości 20:

$$\frac{S_k''}{S_{nM\dot{Z}}} \geq 20 \quad (6)$$

W przypadku mikroźródeł należy również pamiętać, że takie źródło wnosi określony udział w prądach zwarciowych podczas wystąpienia zwarcia w takiej sieci. Zatem należy uwzględnić prądy zwarciowe płynące od tych źródeł przy sprawdzaniu ochrony przeciwporażeniowej. Z kolei poziom tych prądów zależy od typu źródła. Nie znając konkretnych danych źródła, można w uproszeniu dla elektrowni fotowoltaicznych przyjmować wartość prądów zwarciowych na poziomie $1,1 \cdot I_n$, a dla elektrowni wiatrowych z silnikiem asynchronicznym: $3 \cdot I_n$.

Powyższe przytoczone kryteria są pewną informacją, która pozwala ocenić, jakie uproszczenia można zastosować podczas tworzenia modelu na potrzeby analiz przyłączeniowych wykonywanych dla sieci SN i nn. Poniżej autorzy przedstawiają propozycje uproszczeń modelowanej sieci do postaci umożliwiającej jej wprowadzenie do narzędzia obliczeniowego, zaimplementowanego w środowisku MS Excel.

| Bezpiecznik poprzedzający | Bezpiecznik | Stosunek prądów znamionowych |
|---------------------------|-------------|------------------------------|
| gG | gG | 1,6:1 |
| gF | gF | 1,6:1 |
| gG | gF | 1:1 |
| gF | gG | 2,5:1 |

Tab. 2. Stosunki prądów znamionowych wkładek sąsiadujących, spełniających warunek selektywności zwarciowej

4. Modelowanie ciągu zasilającego w sieci promieniowej

Jak wcześniej wspomniano, sieci SN i nn są sieciami promieniowymi. Oznacza to, że zasilanie w tego typu sieci jest zawsze z jednej strony (pomijając wpływ lokalnych źródeł energii). Uproszczoną strukturę takiej sieci przedstawiono na rys. 1.

Przyłączając w takiej sieci odbiór lub mikroźródło, można dla takiego obiektu wyróżnić główny ciąg zasilający, który wytyczany jest najkrótszą drogą od transformatora zasilającego do miejsca przyłączenia. Można wyróżnić również odgałęzienia od tego ciągu. Na rys. 1 przyjęto uproszczenie, że nie ma dodatkowych odcinków od odgałęzień. Jeżeli taka sytuacja występuje, to należy moc odbieraną/wytwarzaną zagregować i odwzorować jako pojedynczą moc przyłączoną do miejsca, gdzie to odgałęzienie się rozpoczyna.

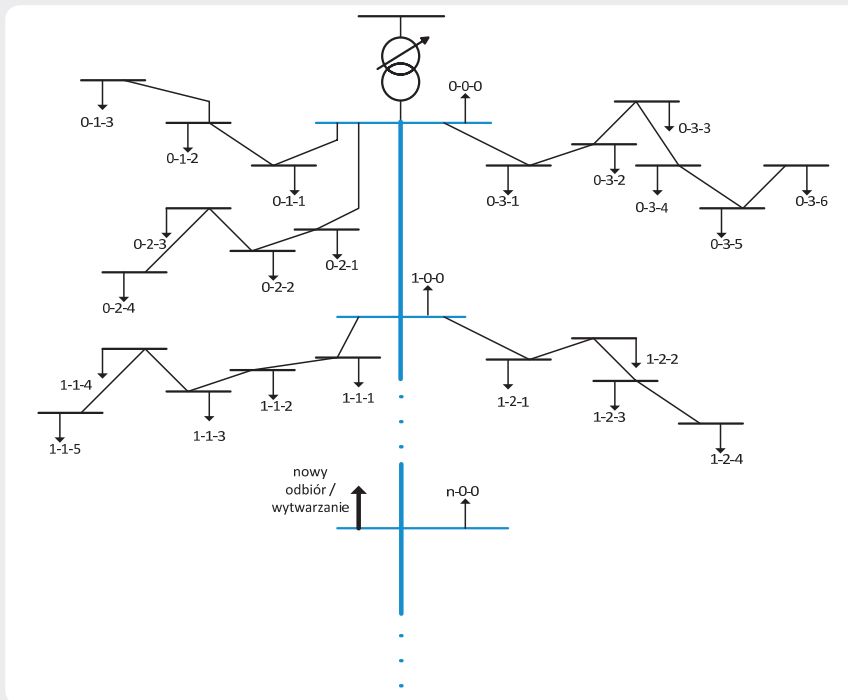
Odwzorowanie struktury przedstawionej na rys. 1 w MS Excel jest zadaniem trudnym zarówno pod kątem ilości danych do wprowadzenia (parametry poszczególnych odcinków oraz moce poszczególnych węzłów), jak również odwzorowania graficznego sieci. Należy przy tym pamiętać, że z założenia dany model części sieci tworzony jest na potrzeby konkretnego przypadku przyłączenia do sieci. Zatem liczba wprowadzanych przez użytkownika danych powinna być możliwie ograniczona. W tym celu autorzy proponują wprowadzenie kolejnego uproszczenia, jakim jest agregacja mocy z poszczególnych odgałęzień z pozostawieniem możliwości dokładnego zamodelowania jednego wybranego odgałęzienia (rys. 2). Moc agregowana jest tu niezależnie dla mocy odbieranej oraz generowanej i jest ona definiowana odpowiednio przez moce czynne P_{odbW} i P_{genW} oraz współczynniki mocy $tg\phi_{odbW}$ i $tg\phi_{genW}$ (rys. 3).

Uproszczenie to w dalszym ciągu umożliwia sprawdzenie wpływu przyłączanego obiektu na poszczególne kryteria przyłączeniowe, wymienione w punkcie 3. I tak dla kryterium:

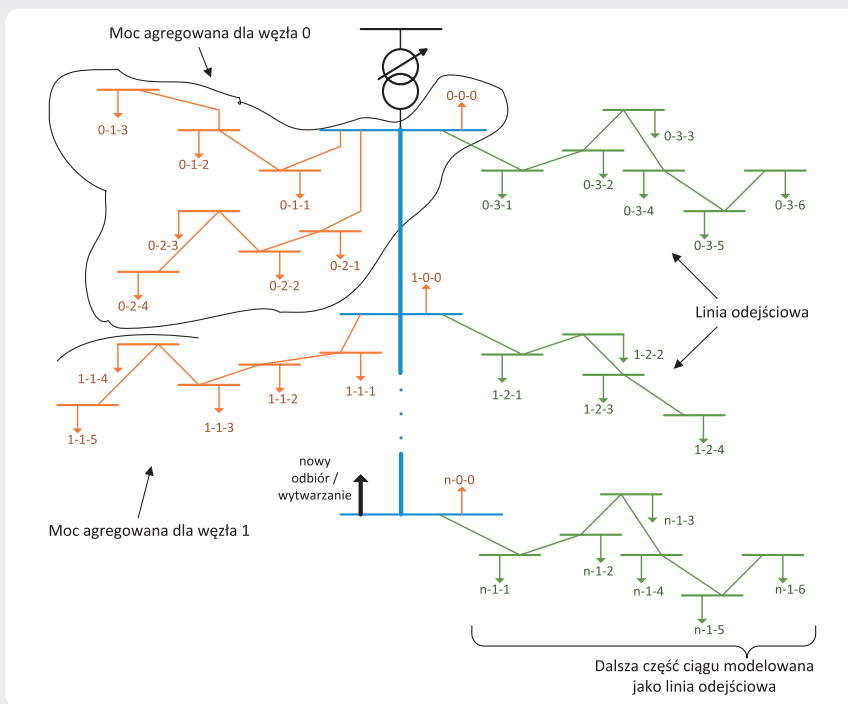
- napięciowego – w celu sprawdzenia sytuacji napięciowej należy zamodelować te

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Uproszczona struktura sieci promieniowej



Rys. 2. Agregacja odgałęzień w sieci promieniowej

odgałęzienia, w których sytuacja napięciowa jest najgorsza (napięcie najbardziej odbiega od wartości znamionowej)

- dopuszczalnego obciążenia elementów sieci – agregacja nie ma wpływu, ponieważ moc przyłączanego obiektu przekłada się tylko na obciążenie głównego ciągu zasilającego
- ochrony przeciwporażeniowej – agregacja nie ma wpływu. Samo przyłączenie

odbioru (jego moc) nie wpływa na prąd zwarciový I_{kmin} wykorzystywany przy sprawdzeniu warunku ochrony przeciwporażeniowej (5). Wpływ na ten prąd mają parametry sieci, zatem wpływ wystąpi, jeżeli przyłączenie odbioru/wytwarzania pociągnie za sobą konieczność wymiany odpowiednich odcinków liniowych sieci (np. ze względów na spadki napięć), w tym również

odcinków liniowych w odgałęzieniach. W takim przypadku następuje wymiana na większy przekrój, co z kolei powoduje zwiększenie prądu zwarciový, a zatem polepszenie warunku (5). Tak samo wpływa przyłączenie mikroźródła, które podczas zwarcia będzie stanowiło udział w prądzie zwarciovým, zwiększając wartość prądu I_{kmin} wyznaczonego w odgałęzieniu

- stosunek mocy zwarciový do mocy źródła – agregacja nie ma wpływu.

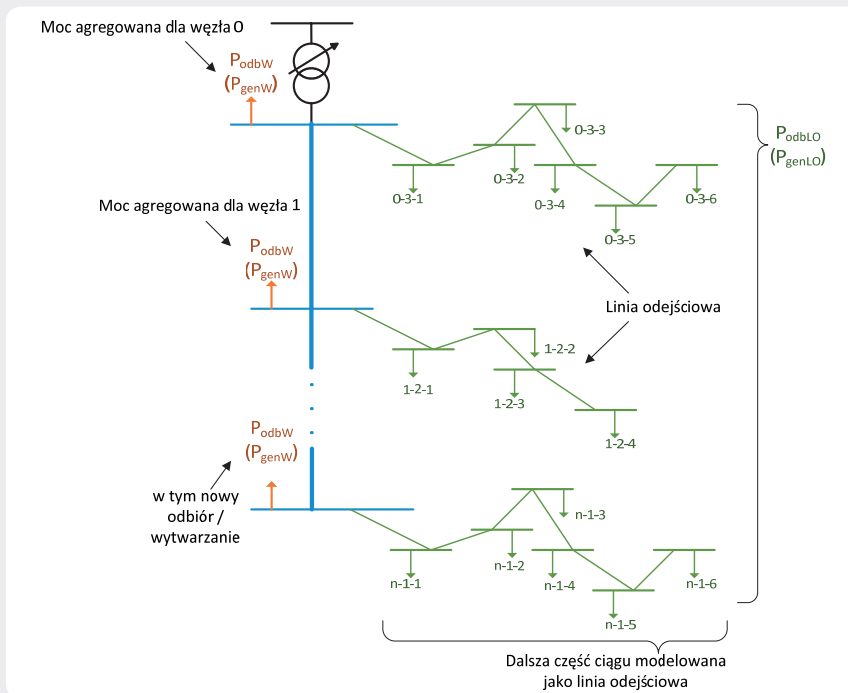
Ponadto przedstawione podejście daje możliwość zamodelowania przyłączenia odbioru/wytwarzania w dowolnym miejscu sieci, zarówno na końcu ciągu zasilającego, w środku tego ciągu lub za przyłączem. W drugim przypadku dalsza część ciągu modelowana jest jako odgałęzienie, ale już bez możliwości modelowania kolejnych odgałęzień (rys. 3). Z kolei w przypadku przyłączenia rozważanego obiektu za przyłączem dalsza część ciągu modelowana jest jako odgałęzienie odchodzące od przedostatniego węzła głównego ciągu zasilającego, tu również bez możliwości tworzenia kolejnych odgałęzień.

Podstawowym problemem w tego typu modelowaniu pozostaje określenie obciążeń poszczególnych odbiorów/wytwarzania, które należałoby wprowadzić do modelu. Jest to szczególnie widoczne dla sieci nn, gdzie aktualnie brakuje pomiarów, które mogłyby stanowić informację o rzeczywistym dobowym obciążeniu poszczególnych odbiorców lub źródeł. Na tej podstawie użytkownik mógłby ocenić moc szczytową, którą wprowadziłby do modelu. W sieci nn pomiary dostępne są w zasadzie tylko dla transformatora SN/nn i to tylko jako sumaryczna moc przepływająca przez transformator, bez rozbicia na poszczególne odcinki od transformatora.

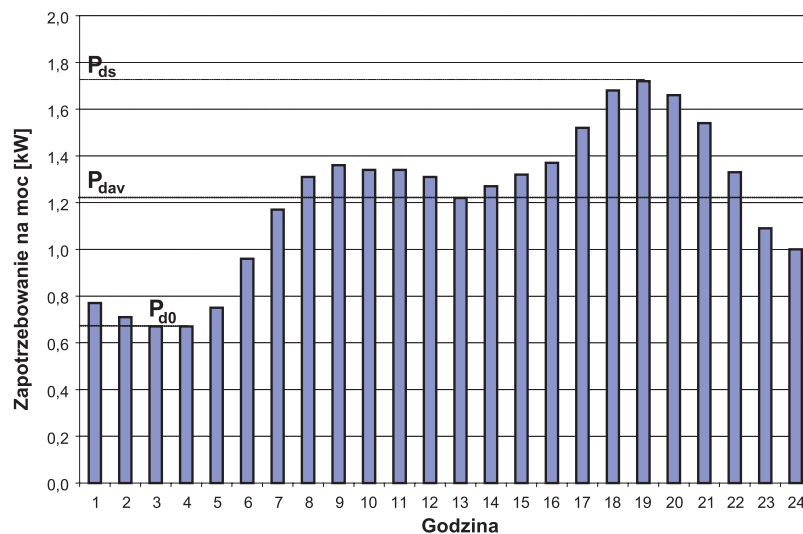
Możliwym do zastosowania podejściem jest posłużenie się profilami zużycia energii elektrycznej, opracowywanymi przez PTPiREE [4], we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych, dla różnych grup odbiorów, najczęściej grup taryfowych lub podgrup odbiorów korzystających z danej taryfy. Profile przedstawiają krzywe zużycia energii elektrycznej w wartościach bezwzględnych dla każdej godziny w roku kalendarzowym, co pozwala na obliczenie średniego poboru mocy przez odbiorcę dla każdej godziny i wyznaczenie wartości średniej, maksymalnej i minimalnej zapotrzebowania na moc zarówno dla każdego dnia, jak i całego roku. Jednak posługiwanie się całymi macierzami, zawierającymi profile obciążenia, może być czasochłonne, a zarazem nieefektywne, gdyż obarczone wysoką niepewnością wprowadzanych danych. Bezpieczniej jest posługiwać się wskaźnikami charakterystycznymi dobowego wykresu chronologicznego obciążenia elektrycznej [5], którego przykład, z zaznaczonymi wielkościami charakterystycznymi, przedstawiono na rys. 4. Dane w postaci profilu obciążenia (zużycia energii elektrycznej) u odbiorcy pozwalają na wyznaczenie najwyższego średniogodzinowego zapotrzebowania na moc, najniższego średniogodzinowego zapotrzebowania

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Agregacja odgałęzień do pojedynczej mocy



Rys. 4. Dobowy wykres chronologiczny obciążenia elektrycznego dla wybranego dnia i przykładowego typu odbioru na podstawie danych PTPiREE [4]; P_{ds} – największe (szczytowe) obciążenie dobowe [kW]; P_{d0} – najmniejsze (podstawowe) obciążenie dobowe [kW]; P_{dav} – średnie obciążenie dobowe [kW]

na moc (dla poszczególnej doby lub całego roku). Na tej podstawie możliwe jest obliczenie średniego i podstawowego stopnia obciążenia.

Średni stopień obciążenia jest definiowany jako iloraz mocy średniej i mocy szczytowej w rozpatrywanym okresie kalendarzowym. W innych źródłach literaturowych może on przyjmować inne nazewnictwo, np. stopień/współczynnik wypełnienia wykresu obciążenia.

Przedstawione na wykresie z rys. 4 wartości mocy odnoszą się do okresu jednej doby. Do wyznaczenia mocy maksymalnej w całym

roku kalendarzowym należy posłużyć się rocznym średnim stopniem obciążenia:

$$m_{(q)} = \frac{P_{rav(q)}}{P_{rs(q)}} \quad (7)$$

gdzie:

$P_{rav(q)}$ – średnie obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW]; $P_{rs(q)}$ – szczytowe obciążenie elektryczne w całym roku kalendarzowym, dla typu odbioru q [kW].

Przy czym moc średnia roczna obliczana jest na podstawie sumy obciążeń średniogodzinowych (po przemnożeniu przez $t = 1$ h,

stanowiących godzinowe zużycie energii elektrycznej) za cały rok kalendarzowy, odniesionej do czasu trwania roku, równego 8760 h:

$$P_{rav(q)} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T P_{dt(q)} \cdot t = \frac{1}{8760} \cdot \sum_{t=1}^T P_{dt(q)} \cdot 1 \quad (8)$$

gdzie:

$P_{dt(q)}$ – średnie zapotrzebowanie na moc w godzinie t dla typu odbioru q [kW]; t – czas trwania podokresu, dla którego wyznaczane są wartości zużycia energii elektrycznej ($t = 1$ h); T – czas trwania okresu kalendarzowego, $T = 8760$ h.

Natomiast szczytowe zapotrzebowanie na moc w roku należy wyznaczyć poprzez poszukiwanie wartości maksymalnej w macierzy profilu obciążeń elektrycznych:

$$P_{rs(q)} = \max P_{dt(q)} \quad (9)$$

Alternatywnym rozwiązaniem jest przyjęcie, że moc szczytowa jest równa mocy przyłączeniowej.

5. Podsumowanie

Zaproponowany w artykule sposób modelowania sieci został zaimplementowany w środowisku MS Excel. Zastosowano go do obliczeń w metodzie analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej [2]. Sposób modelowania sieci spełnił założenia sformułowane na początku artykułu, a wyniki testowania i wdrożenia dowodzą jego efektywności.

Dalsze prace będą przebiegać w kierunku integracji modelu z programami dedykowanymi do analiz sieciowych, a efektywność użytkownika może znacząco podnieść integracja z bazami danych elementów infrastruktury sieciowej, co pozwoli ograniczyć nakłady pracy na wprowadzanie informacji o konfiguracji sieci do programu.

Bibliografia

1. PN-HD 60364-4-41:2009, Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
2. Bućko P. i in., Metoda analizy wielokryterialnej wyboru wariantu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej niskiego i średniego napięcia, XVII Międzynarodowa Konferencja „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, materiały konferencyjne, Jastrzębia Góra 2015.
3. PN-EN 50160: 2010, Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
4. Tomczykowski J., Badanie obciążeń i budowa katalogu charakterystyk odbiorców energii elektrycznej, Raport 2013 opracowany na podstawie wyników pomiarów przeprowadzonych w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2012, Poznań, lipiec 2013.
5. Poradnik Inżyniera Elektryka, t. 3, praca zbiorowa, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–39. When referring to the article please refer to the original text.

PL

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 użytkowania energii.

Jerzy Buriak

dr inż.

Politechnika Gdańska (od 2015 roku Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Elblągu)

e-mail: j.buriak@pwsz.elblag.pl

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

Od roku 2015 dyrektor Instytutu Informatyki Stosowanej im. Krzysztofa Brzeskiego w PWSZ w Elblągu.

Krzysztof Dobrzyński

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: krzysztof.dobrzynski@pg.gda.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej w 1999 roku. W 2012 roku uzyskał tytuł doktorski na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Pracuje jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Obszar zainteresowań to współpraca źródeł generacji rozproszonej z systemem elektroenergetycznym, modelowanie matematyczne, sterowanie systemem elektroenergetycznym, instalacje inteligentne w budynkach.

Marcin Jaskólski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej odbył szkolenia na Uniwersytecie w Lund (Szwecja) i staże naukowe w Międzynarodowym Instytucie Stosowanej Analizy Systemowej (IIASA) w Laxenburgu (Austria) i Instytucie Gospodarki Energetycznej oraz Racjonalnego Użytkowania Energii (IER) na Uniwersytecie w Stuttgarcie (2002–2003). Zatrudniony jest jako adiunkt w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej. Jego naukowe zainteresowania, oprócz zintegrowanego modelowania rozwoju systemów energetycznych, obejmują wykorzystanie odnawialnych zasobów energii i energetykę jądrową. W 2010 roku autor uczestniczył w trzymiesięcznych szkoleniach z zakresu energii jądrowej w Komisji ds. Energii Atomowej i Alternatywnych Źródeł Energii (CEA) w Saclay (Francja). W 2011 roku odbył sześciotygodniowy staż z zakresu analiz bezpieczeństwa reaktorów jądrowych EPR w ośrodku badawczym EDF SEPTEN w Lyonie.

Piotr Skoczko

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.skoczko@energa.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka, oraz na Wydziale Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej, na kierunku ekonomia i finanse. Zatrudniony na stanowisku głównego inżyniera ds. rozwoju sieci w ENERGA-OPERATOR SA. Zajmuje się planowaniem rozwoju sieci 110 kV. W obszarze jego zainteresowań znajduje się rozwój sieci SN i nn w kontekście współpracy z generacją rozproszoną i mikroźródłami. Autor referatów i wystąpień o tej tematyce na Politechnice Gdańskiej oraz na konferencjach.

Piotr Zieliński

mgr inż.

ENERGA-OPERATOR SA

e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, specjalizacji elektroenergetyka. Zatrudniony na stanowisku kierownika Biura Rozwoju w ENERGA-OPERATOR SA. Jego obszary zainteresowań to także długoterminowe planowanie sieci, obliczenia inżynierskie, rozwój sieci dystrybucyjnej WN i optymalizacji mocy biernej.