

Power Demand Forecasting Methodology as a Tool For Planning and Development of the Distribution Networks

Authors

Jarosław G. Korpikiewicz
 Leszek Bronk
 Rafał Magulski

Keywords

network development planning, forecasting, distribution network

Abstract

Planning for the development of the distribution network, providing the required level of reliability, while minimizing expenditures for the expansion requires forecasting future demand for power end-users connected to the network. Dynamics of changes in electrical load will depend on many factors, both local (e.g. changes in the structure and number of customers) and global (e.g. changes in energy intensity of consumption). The forecasting methodology presented in the paper combines the power demand trend extrapolation techniques, resulting from historical measurement data, with using the information about the potential socio-economic development and available economic and demographic forecasts at different levels of territorial division of the country. Application of the proposed methodology allows performing medium and long term projections of demand for power in the nodes of the distribution network.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014205

1. Introduction

Knowledge of future loads is a basis for grid development planning; therefore estimation of power demand should be as accurate as possible. This requires a multi-layered approach, analysing multiple sources of information in local, regional and national dimensions, investigating changes occurring in the structure of utilised energy carriers, changes of energy intensity etc. Methodical foundations for using strategic or planning documents for estimating future power demand at areas and nodes of the distribution grid presented in this paper may facilitate planning grid development and help in minimising costs of extension, while keeping high reliability levels.

It has been assumed that forecasted power demand values for individual areas or nodes of the distribution grid will be estimated upon statistical data and economic development forecasts adjusted according to local conditions. For that reason the power demand estimations were based on:

- historical data available to a Distribution System Operator (DSO), data from so-called measurement Wednesdays, specific power and energy demand of specific consumer groups, dynamic of new consumer connections etc.
- local plans of construction, social and economic development for the investigated area

- information about investment intentions of consumers characteristic of current power grid condition
- statistical data on population, households, businesses, employment
- forecast for changes in population, households, GDP, energy-intensity, energy utilisation methods etc.

Information on consumers collected by a DSO is assigned to the main supply points (MSPs), while other sources are usually split according to the administrative division of the country. This may create a need for adjusting data to make it consistent with information collected from other sources.

It has been assumed that due to the character of annual load pattern, demand forecasts will only be created for four distinctive patterns corresponding with low load and peak load in summer and winter. In special cases, when the peak load occurs or may occur at a different time, peak load for such a period also needs to be evaluated.

2. Base model of a separated grid area

The initial step for further analysis is determining current peak demand level in an analysed subregion of the distribution grid (e.g. at MSP station). To achieve this, a base model of such a subregion, reflecting current grid topology, connected consumers and their load patterns, needs to be constructed.

The main source of data for building such a model is information collected by the DSO, including: current configuration of MSP stations with MV and LV grid infrastructure, number of consumers within individual tariff groups supplied from individual MV/LV transformers and their location (gmina name in rural areas, town or city district names in urban areas). This information allows modelling the current grid configuration within the DSO's area, together with consumers connected to MSP stations. The next step is determining power demand of consumers connected to MSP stations. As a first priority, peak load of a station needs to be identified. This may be done upon results of standard measurements taken regularly on so-called measurement Wednesdays. This data includes measurements of active and reactive power at individual nodes of the 110 kV grid taken twice during each year, in January and in July.

Also data from available measurement points located within the MV grid and LV grids supplied from an MSP station (e.g. MV/LV transformers) may be used for base model construction. It may provide additional information on loads in individual subregions of the investigated grid, which may be used to verify calculations of power demand of final consumers.

In the case of consumers equipped with metering and billing equipment with data recording functionality, peak loads should be based on actual data, while in all other cases statistical load may be determined with so-called load patterns. Such patterns are created upon measurements taken by the Polish Association of Electricity Transmission and Distribution (PTPiREE). Measurement data has been aggregated and averaged within consumer groups fulfilling certain criteria. For each pattern group hourly electricity consumption values throughout the year, i.e. patterns of average hourly electrical load changes are determined. If consumers not fitting any available pattern are present, a new pattern needs to be created and taken into account during base model construction.

Utilisation of standard load patterns will be only an approximation of reality, as in fact small consumers within specific subregions of the grid may have different specific power demand values. This means that even in the case of a quite uniform consumer structure, total power demand may be different from estimations based on load patterns. For that reason, when no actual measurements are available, specific demand values assumed for individual consumer groups need to be verified and possibly adjusted according to available measurement data from MV/LV transformers and MSP stations. As smart metering systems, which enable recording and remotely accessing consumption information, are gradually implemented, averaged statistical data should be replaced with actual values, thus enabling higher accuracy of the created model.

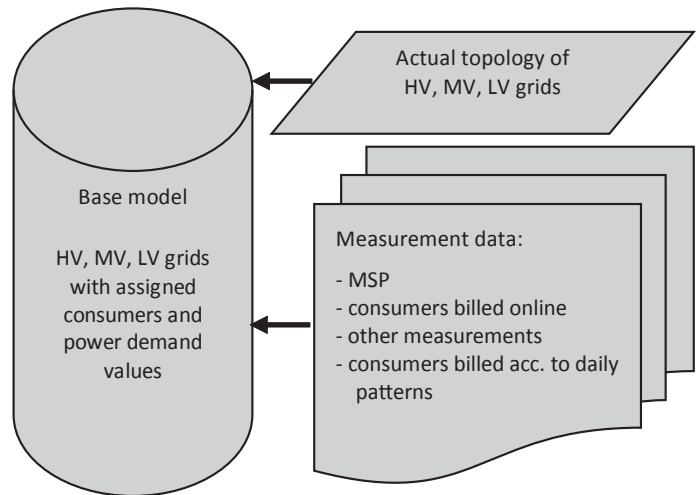


Fig. 1. Scheme presenting creation of a base model for power demand projection

Total average hourly power demand at a MSP station will be a sum of demands of multiple consumer groups with different daily load patterns and of losses in the distribution grid, minus total output of generating sources connected to the grids powered from that station, according to the formula:

$$P_{MSP} = \sum P_{CR} + \sum P_{CO} + \sum \Delta P \quad (1)$$

where: P_{MSP} – measured power demand at MSP station, $\sum P_G$ – total power output of generating sources connected to the grid powered from the MSP station, $\sum P_{CR}$ – total power demand from consumers supplied from the MSP station equipped with instrumentation with remote reading capability, $\sum P_{CO}$ – total power demand of other consumers without a possibility of recording consumption data, ΔP – losses in MV and LV distribution grids.

Further discussion assumes that losses in MV and LV grids connected to the MSP station will not be considered separately, but instead will be assigned to all consumers, proportionally to their power demand. Knowledge of measurement system records provides values P_{MSP} , P_{CR} and P_G while the unknown total power demand from consumers without data recording and remote access to the metering data will be therefore calculated as:

$$\sum P_{CO} = P_{MSP} + \sum \Delta P_G - \sum P_{CR} \quad (2)$$

The same value may be calculated by assigning all consumers not covered by data recording and remote access to appropriate consumer groups for which standard load patterns are specified, using formula:

$$P'_{CO} = \sum_{i=1}^k P_{COk} \cdot n_k \cdot w_k \quad (3)$$

where: k – number of consumer groups for which standard load patterns are defined, n_k – number of consumers assigned to the i -th load pattern, w_k – calibration coefficient calculated for the i -th profile, P_{OP} – average consumer's power demand read for appropriate hour of the i -th standard load pattern.

Standard load patterns, based on averaged power demand values, are best used for modelling large consumer populations, while in the case of modelling grid fragments with a relatively low number of connected consumers or in case of consumer load patterns deviating considerably from the pattern of entire population, calculations results may considerably differ from actual demand value. For that reason calibration coefficients need to be used to model demand of consumers whose measurement data may not be accessed remotely. Those coefficients should be specified in such a way that calculated demand for a consumer group is equal to the actual value according to the formula (2).

3. Forecast within a 2-year horizon

Calculations performed for a two-year period should be a basis for planning MV and LV grid development and enable estimating investment needs for that grid in an accurate manner. Due to the long construction time of a new plant information on new consumers already holding connection conditions need to be considered as the main data for a 2-year horizon. It has been assumed that forecasted power demand changes will only result from connecting new consumers, while qualitative changes in load character of existing consumers will not have significant impact. Power demand of new consumers was estimated using available load patterns.

When the base model is ready, the next step is – when the probability of actual connection within the analysed horizon is high – adding new consumers with connection conditions already issued or those who have already applied for such conditions.

Then power demand of those new consumers needs to be specified for the hour when the maximum load of the MSP occurs. Demand of consumers from the Connection Group V (residential buildings – G tariff, small business consumers – tariff C1x) may be determined using load patterns or other available data. Cases of consumers from other connection groups should be investigated individually. If measurements of larger groups of consumers with similar activity patterns are available, a new standard load pattern may be developed.

When forecasting power demand, load needs to be split between all the consumers connected to a transformer or another investigated grid element for the same time. Peak load at any node is obtained by adding up loads from all consumers. Simplified algorithm is presented in Fig. 2.

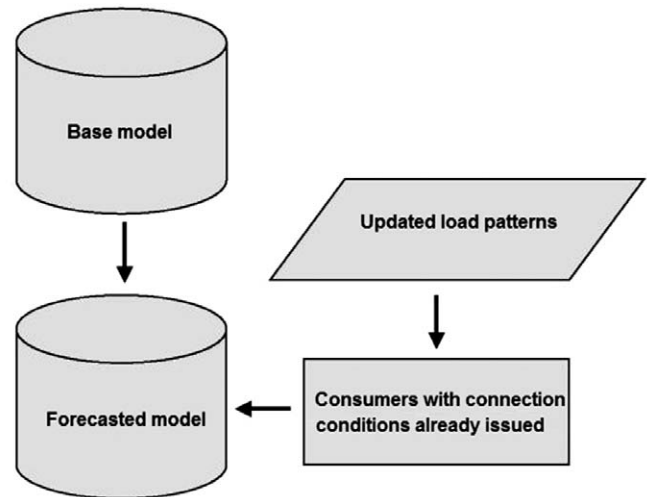


Fig. 2. Algorithm for a 2-year model creation

Forecasted total active power demand may be described with a relation:

$$P_{H2} = P_B + \sum_{i=1}^n P_{WP} \quad (4)$$

where: P_{H2} – total forecasted active power on transformer at MSP station, active power of existing consumers connected to a transformer at MSP station, P_{CC} – active power of the n -th consumer with already issued connection conditions.

4. Forecast for 5- and 15-year horizons

In a 5-year horizon the development plans will be of a more general character. They may be expressed as estimated funds which will have to be spent on grid development, total transformer power rating, total line lengths or locations of new MSP stations. Those parameters may be indicatively determined upon estimated growth of power demand and known technical parameters of the grid.

15-year horizon forecasting features high uncertainties concerning possible growth of power and energy demand. Forecasts created for such a horizon may be used for determining indicators describing global development needs in scale of a larger area/region (e.g. powiat). Peak demand forecasting will be based on an econometric model. This model will be used to find relations between the dependent value and influencing (control) factors, basing on historical data. This model may be expressed as equation:

$$P_{MSPGR} = a_0 + a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + \dots + a_k \cdot x_k + \varepsilon \quad (5)$$

where: P_{MSPGR} – peak active power demand at MSP or group of MSPs, x_1, \dots, x_k – control variables, a_0, \dots, a_k – structural parameters of the model, k – number of control variables; ε – random component (variable expressing total effect of factors not addressed by the model, errors resulting from incorrect form of function, measurement errors).

Dependent value in the model assumed for the 5-year forecasting will be the peak load on an MSP station, and for a 15-year model it will be a total peak load of a group of MSPs. Selection of MSPs is carried out in such a way that consumers powered from them are located within single poviát. Potential control variables will be based on economic and demographic forecasts, together with historical data concerning peak load on MPS. The constructed model will include variables which best fit to the following criteria:

- covering sufficiently large time span both in case of historical and forecasted data
- strongly correlated with the dependent variable
- not correlated or weakly correlated with other control variables.

After selecting control variables, structural parameters of the model need to be determined (with the least squares method – LSM) and then the model structure needs to be verified substantially and statistically. The verified model will be used for creating a multi-variant forecast of the peak active power demand at MSP (or a group of MSPs) upon available forecasting scenarios for control variables or upon interval forecast based on calculated average error of an *ex-ante* forecast and assumed confidence level.

Interval forecast of the peak active power demand at a MSP group may be performed according to the formula:

$$P\left(P_{MSPGR}^* - t_\alpha \cdot V_T < P_{MSPGR}^* < P_{MSPGR}^* + t_\alpha \cdot V_T\right) = 1 - \alpha \quad (6)$$

where: P_{MSPGR}^* – point forecast of a peak active power demand at an MSP (or MSP group), V_T – average error of *ex-ante* forecast for period T , t_α – value of Student's t-statistics at assumed confidence level and $n-k-1$ degrees of freedom, α – significance level, n – series size for historical data, k – number of control variables, T – forecasting horizon ($n+5$ or $n+15$).

In a 5-year horizon, obtained peak load forecasts should be additionally verified using information from local development plans, development directions described in spatial development policy studies or other planning documents. For that reason complementing forecasting data with information obtained from local government bodies is assumed. Questionnaire polling needs to be performed to collect relevant data. Such polling would be aimed at identification and collection, in a coherent format, of information concerning power demand growth potential

basing on data contained in draft energy carrier supply plans, construction development plans, development strategies and identification of areas dedicated for investment projects, residential areas etc. Obtaining information concerning availability of alternative energy carriers will be significant for estimating power demand for an analysed area. Monitoring development directions of municipal areas will allow identifying areas which require detailed grid development studies, and will help in estimating funds required for grid extensions and upgrades.

For a 15-year horizon, the peak load forecast for a single MSP station may be derived from a forecast for a group of MSPs and forecast of its share in the total demand of the group. To achieve this, percentage shares of a specific MSP within power demand of an entire group should be determined for the historical period, as well as for 2-year and 5-year forecasts. Those shares are then arranged into time progressions, whose trends may be approximated with appropriate linear or non-linear functions. Trend function may be specified in a way ensuring best compliance with empirical data, measured with coefficient of determination R^2 and the relative error of the *ex-ante* forecast, which does not exceed 10%. According to the assumed trend function for the period $T = n + 15$, percentage shares of individual MSPs within a group may be estimated. Estimated shares and forecast of a power demand range for a group of MSPs may be used to estimate power demand of specific MSPs.

5. Final conclusions

Planning distribution grid development, which ensures attaining required operational reliability levels with simultaneous minimisation of development expenditures, requires creating forecasts of future power demand of final consumers connected to the investigated grid.

The proposed method of forecasting peak demand is based on different approaches according to various planning time horizons. It was attempted to take into account local conditions and forecasted social and economic development tendencies which will affect load on the distribution grid in the future.

The methodology for estimating peak demand levels in distribution grid nodes presented in this paper was used by the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division, to create a software tool called WPM.

Jarosław G. Korpikiewicz

Gdańsk University of Technology

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Graduate of the Faculty of Electrical and Control Engineering, Gdańsk University of Technology, field of study: control engineering (2002). Works as a Specialist for Analysis at the Department of Strategy and System Development, the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division. His professional interest includes: ancillary and regulation services, issues of power system operation, automation systems of power plants and the power system and application of renewable energy sources. PhD student at the Faculty of Electrical and Control Engineering, Gdańsk University of Technology.

Leszek Bronk

Institute of Power Engineering, Gdańsk Division

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Graduate of the Faculty of Electrical and Control Engineering, Gdańsk University of Technology, field of study: electrical engineering. Since 2000 employed as a Specialist for Analysis at the Department of Strategy and System Development, the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division. His work focuses on development of renewable energy sources and other issues related to power industry.

Rafał Magulski

Institute of Power Engineering, Gdańsk Division

e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Graduate of the Faculty of Management and Economics, Gdańsk University of Technology, programme in management and marketing (1998). Works as Specialist for Analysis at the Department of Strategy and System Development at the Institute of Power Engineering, Gdańsk Division. His professional interests include issues of market operation in the electrical power industry sector and pre-design studies concerning power system development.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 53–57. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc jako narzędzie planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych

Autorzy

Jarosław G. Korpikiewicz
Leszek Bronk
Rafał Magulski

Słowa kluczowe

planowanie rozwoju, prognozowanie, sieć dystrybucyjna

Streszczenie

Zaprezentowana w artykule przez autorów metodyka prognozowania zapotrzebowania na moc łączy techniki ekstrapolacji trendów, wynikających z historycznych danych pomiarowych z wykorzystaniem informacji o potencjale rozwoju społeczno-gospodarczego rozpatrywanego obszaru, oraz prognoz makroekonomicznych i demograficznych, dostępnych dla różnych organów władzy samorządowej i państwowej. Zastosowanie proponowanej metodyki pozwala wykonać projekcje zapotrzebowania na moc w węzłach 110 kV oraz 15/0,4 kV, w średnim i długim horyzoncie czasu.

1. Wstęp

Znajomość obciążeń w przyszłości stanowi podstawę do planowania sieci, dlatego oszacowanie zapotrzebowania na moc powinno być możliwie dokładne. Wymaga to wielowątkowego podejścia, analizy wielu źródeł informacji w skali lokalnej, regionalnej, jak i ogólnokrajowej, rozpatrzenia zachodzących zmian w strukturze wykorzystywanych nośników energii, zmian energochłonności itp. Prezentowane w artykule metodyczne podstawy wykorzystania dokumentów o charakterze strategicznym lub planistycznym, dotyczące oszacowania przyszłego zapotrzebowania na moc w obszarach i węzłach sieci dystrybucyjnej, mogą ułatwić planowanie rozwoju sieci pod kątem minimalizacji kosztów rozbudowy, przy zachowaniu wymaganego poziomu niezawodności. Przyjęto, że przewidywane wielkości zapotrzebowania na moc w poszczególnych obszarach lub węzłach sieci dystrybucyjnej będą wyznaczane na podstawie danych statystycznych oraz na podstawie prognoz rozwoju gospodarczego, przy uwzględnieniu uwarunkowań lokalnych. Dlatego podstawą do tworzenia prognoz zapotrzebowania na moc były:

- historyczne dane będące w dyspozycji operatora systemu dystrybucyjnego (OSD): dane ze tzw. śród pomiarowych, jednostkowe zapotrzebowanie na moc i energię poszczególnych typów odbiorców, dynamika przyłączanych nowych odbiorców itp.
- plany zagospodarowania przestrzennego i rozwoju społeczno-gospodarczego rozpatrywanego obszaru
- informacje o zamierzeniach inwestycyjnych odbiorców
- charakterystyka istniejącego stanu sieci elektroenergetycznej
- statystyczne dane dotyczące ludności, gospodarstw domowych, podmiotów gospodarczych, zatrudnienia
- prognozy zamian ludności, gospodarstw domowych, PKB, energochłonności, sposobów użytkowania energii itp.

Informacje o odbiorcach zgromadzone przez OSD przypisane są według głównych punktów zasilania (GPZ), zaś pozostałe

źródła z reguły bazują na podziale administracyjnym kraju. Stąd może pojawić się konieczność dopasowania i ujednolicenia danych będących w dyspozycji operatora do informacji pochodzących z pozostałych źródeł.

Przyjęto, że ze względu na charakter rocznej zmienności zapotrzebowania prognozy zapotrzebowania tworzone będą dla czterech modeli charakterystycznych, odpowiadających dolinie i szczytowi obciążenia w sezonie letnim i zimowym. W szczególnych przypadkach, gdy zapotrzebowanie szczytowe przypada lub może występować w innym czasie, należy dodatkowo określić zapotrzebowanie szczytowe dla tego okresu.

2. Model bazowy wydzielonego obszaru sieci dystrybucyjnej

Punktem wyjścia do dalszych rozważań prognostycznych jest określenie obecnego poziomu zapotrzebowania na moc szczytową w analizowanym podobszarze sieci dystrybucyjnej (np. w stacji GPZ). W tym celu należy stworzyć model bazowy tego podobszaru, który będzie uwzględniał istniejącą topologię sieci, przyłączonych odbiorców oraz specyfikę ich zapotrzebowania na moc.

Podstawowym źródłem danych do jego tworzenia są informacje zgromadzone przez OSD, obejmujące: aktualną konfigurację stacji GPZ z infrastrukturą sieciową SN oraz nn, liczbę odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych, zasilanych z poszczególnych transformatorów SN/nn, z określeniem ich lokalizacji (nazwy gminy na obszarach wiejskich, nazwy miasta lub dzielnicy na obszarach miejskich). Dane te pozwalają odwzorować aktualną konfigurację sieci na terenie OSD z przyłączonymi odbiorcami do stacji GPZ.

Kolejnym krokiem jest określenie zapotrzebowania na moc odbiorców przyłączonych stacji GPZ. W pierwszej kolejności należy określić szczytowe obciążenie stacji. Można tego dokonać na podstawie wyników standardowych pomiarów, realizowanych cyklicznie w ramach tzw. śród pomiarowych. Dane te obejmują pomiary mocy czynnej i biernej w poszczególnych węzłach

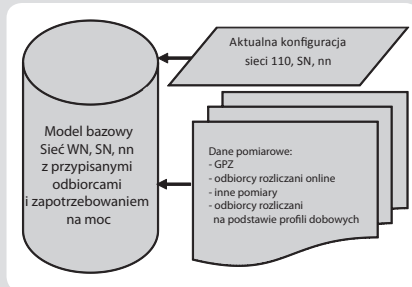
sieci 110 kV, przeprowadzane dwukrotnie w ciągu roku, w styczniu i w lipcu.

Do budowy modelu bazowego można również wykorzystać dane z dostępnych punktów pomiarowych, zlokalizowanych w obrębie sieci SN i nn zasilanej ze stacji GPZ (np. transformatory SN/nn). Stanowiąc one mogą dodatkowo źródło informacji o obciążeniach w poszczególnych podobszarach tej sieci i mogą posłużyć do weryfikacji obliczeń zapotrzebowania na moc u odbiorców końcowych.

W przypadku odbiorców wyposażonych w układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiające rejestrację danych, do określenia ich szczytowego zapotrzebowania należy wykorzystać rzeczywiste dane pomiarowe, zaś w przypadku pozostałych odbiorców możliwe jest określenie statystycznego obciążenia z wykorzystaniem tzw. profili obciążenia. Profile te wyznaczone są na podstawie pomiarów wykonywanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE). Dane pomiarowe zostały zagregowane i uśrednione w obrębie grup odbiorców spełniających określone kryteria. Dla każdej grupy profilowej określone jest godzinowe zużycie energii elektrycznej w okresie całego roku, czyli przebieg zmian średnich godzinowych obciążeń elektrycznych. Jeśli istnieją odbiorcy niepasujący do żadnego z dostępnych profili, należy stworzyć nowy profil i uwzględnić go przy budowie modelu bazowego.

Wykorzystanie standardowych profili zapotrzebowania będzie opisywało rzeczywistą sytuację w przybliżeniu, gdyż w rzeczywistości w poszczególnych podobszarach sieci niewielcy odbiorcy mogą charakteryzować się różnymi jednostkowymi wskaźnikami zapotrzebowania na moc. Oznacza to, że nawet przy dość jednorodnej strukturze odbiorców łączne zapotrzebowanie na moc może różnić się od szacunków przeprowadzonych na podstawie profili obciążenia. Dlatego przy braku rzeczywistych danych pomiarowych przyjęte dla poszczególnych typów odbiorców jednostkowe wskaźniki zapotrzebowania należy zweryfikować i ewentualnie skorygować na podstawie dostępnych danych pomiarowych

z transformatorów SN/nn oraz w stacji GPZ. Wraz z postępującym rozwojem systemów inteligentnego opomiarowania, umożliwiających rejestrację i zdalny odczyt informacji o zużyciu u odbiorców, uśrednione dane statystyczne należy zastępować rzeczywistymi pomiarami, co pozwoli uzyskać większą precyzję tworzonego modelu.



Rys. 1. Schemat tworzenia modelu bazowego do projekcji zapotrzebowania na moc

Łączne średniogodzinowe zapotrzebowanie na moc w stacji GPZ będzie sumą zapotrzebowania wielu grup odbiorców o zróżnicowanym dobowym charakterze zużycia oraz strat w sieci dystrybucyjnej, pomniejszoną o łączną moc w generacji źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci zasilanych z tej stacji, zgodnie z zależnością:

$$P_{MSP} = \sum P_{CR} + \sum P_{CO} + \sum \Delta P \quad (1)$$

gdzie: P_{GPZ} – zmierzone zapotrzebowanie na moc w stacji GPZ, $\sum P_G$ – sumaryczna moc generowana przez źródła wytwórcze przyłączone do sieci zasilanej ze stacji GPZ, $\sum P_{OR}$ – łączne zapotrzebowanie na moc odbiorców zasilanych ze stacji GPZ, objętych zdalnym odczytem stanu liczników, $\sum P_{OP}$ – łączne zapotrzebowanie na moc pozostałych odbiorców, bez możliwości rejestracji danych o zużyciu, ΔP – straty w sieci dystrybucyjnej SN oraz nn.

W dalszych rozważaniach przyjęto, że straty w sieciach SN i nn, przyłączonych do stacji GPZ, nie będą rozpatrywane oddzielnie, lecz zostaną przydzielone wszystkim odbiorcom, proporcjonalnie do ich zapotrzebowania na moc. Na podstawie wskazań systemów pomiarowych znane są wielkości P_{GPZ} , P_{OR} oraz P_G , nieznanne łączne zapotrzebowanie na moc odbiorców nieobjętych rejestracją i zdalnym odczytem wskazań liczników będzie więc wypadkową mocy, zgodnie z zależnością:

$$\sum P_{CO} = P_{MSP} + \sum \Delta P_G - \sum P_{CR} \quad (2)$$

Tę samą wielkość można oszacować, przypisując wszystkim odbiorców nieobjętych rejestracją i zdalnym odczytem liczników do odpowiednich grup odbiorców, dla których określone są standardowe profile obciążenia, stosując wzór:

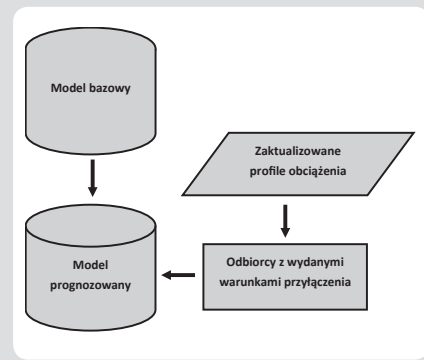
$$P'_{CO} = \sum_{i=1}^k P_{COk} \cdot n_k \cdot w_k \quad (3)$$

gdzie: k – liczba grup odbiorców, dla których określono standardowe profile obciążenia, n_k – liczba odbiorców z przypisanym k -tym standardowym profilem obciążenia, w_k – współczynnik kalibracji wyznaczony dla k -tego standardowego profilu, P_{OPk} – średnie zapotrzebowanie na moc odbiorcy odczytane z odpowiedniej godziny k -tego standardowego profilu obciążenia. Standardowe profile obciążenia, bazując na uśrednionych wielkościach zapotrzebowania, najlepiej nadają się do modelowania dużych populacji odbiorców, zaś w przypadku odwzorowania fragmentów sieci, z relatywnie niewielką liczbą przyłączonych odbiorców lub gdy przyłączeni odbiorcy charakterystyką zapotrzebowania odbiegać będą w istotny sposób od profilu całej populacji, wyniki obliczeń mogą znacząco różnić się od rzeczywistego zapotrzebowania. Dlatego przy modelowaniu zapotrzebowania odbiorców nieobjętych systemem zdalnego odczytu liczników należy uwzględnić współczynniki kalibracji. Współczynniki te należy dobierać w taki sposób, aby obliczeniowe zapotrzebowanie w tej grupie odbiorców pokryło się z rzeczywistym, określonym przez zależność (2).

3. Prognoza w horyzoncie 2-letnim

Obliczenia wykonane dla 2-letniego okresu powinny być podstawą do planowania rozwoju sieci SN i nn oraz pozwolić na dokładne oszacowanie potrzeb inwestycyjnych w tej sieci. Ze względu na okres realizacji inwestycji za podstawowe dane w horyzoncie 2-letnim należy uznać informacje o nowych odbiorcach z wydanymi warunkami przyłączenia. Przyjęto założenie, że prognozowane zmiany zapotrzebowania na moc będą wynikały tylko z przyłączeń nowych odbiorców, zaś zmiany jakościowe w charakterze zapotrzebowania dotychczasowych odbiorców nie będą miały istotnego znaczenia. Przy określaniu zapotrzebowania na moc nowych odbiorców przewidziano wykorzystanie dostępnych profili obciążeń. Dysponując modelem bazowym, w kolejnym kroku – gdy istnieje duże prawdopodobieństwo realizacji przyłączenia w analizowanym horyzoncie czasu – do schematu sieci przypisać należy nowych odbiorców z wydanymi warunkami lub odbiorców ubiegających się o warunki przyłączenia do sieci.

Następnie należy określić zapotrzebowanie na moc nowych odbiorców w godzinie odpowiadającej maksymalnemu obciążeniu stacji GPZ. Zapotrzebowanie odbiorców z V grupy przyłączeniowej (mieszkalnictwo – taryfa G, mniejsze przedsiębiorstwa handlowo-usługowe – taryfa C1x) można określić za pomocą profili zapotrzebowania lub innych dostępnych danych. Przypadki odbiorców z innych grup przyłączeniowych należy rozważać indywidualnie. Jeśli dostępne są pomiary większej liczby odbiorców o podobnej specyfice działalności, możliwe jest opracowanie nowego standardowego profilu zapotrzebowania. Przy wyznaczeniu prognozowanej mocy należy dokonać rozdziału obciążenia w jednakowym czasie dla wszystkich odbiorców przyłączonych do transformatora lub innego elementu sieci. Moc szczytową w dowolnym węźle uzyskuje się przez zsumowanie obciążeń poszczególnych odbiorców. Uproszczony schemat postępowania przedstawiono na rys. 2



Rys. 2. Schemat tworzenia modelu dla 2-letniego horyzontu prognozy

Prognozowane sumaryczne zapotrzebowanie na moc czynną można opisać zależnością:

$$P_{H2} = P_B + \sum_{i=1}^n P_{WP} \quad (4)$$

gdzie: P_{H2} – sumaryczna prognozowana moc czynna na transformatorze w stacji GPZ, P_B – moc czynna odbiorców istniejących przyłączonych do transformatora w stacji GPZ, P_{WP} – moc czynna n -tego odbiorcy z wydanymi warunkami przyłączenia.

4. Prognoza w horyzoncie 5- i 15-letnim

W horyzoncie 5-letnim plany rozwoju mogą mieć bardziej ogólny charakter. Mogą być wyrażone w szacunkowych kwotach, które trzeba będzie ponieść na rozwój sieci, łącznej mocy transformatorów, łącznej długości linii, lokalizacji nowych GPZ. Parametry te mogą być wyznaczone wskaźnikowo na podstawie szacunkowego wzrostu zapotrzebowania na moc oraz znanych parametrów technicznych sieci.

Horyzont 15-letni obarczony jest dużym stopniem niepewności w kontekście możliwego wzrostu zapotrzebowania na moc i energię. Sporządzone dla tego okresu prognozy mogą służyć do wyznaczenia wskaźników mówiących o globalnych potrzebach rozwoju w skali większego obszaru/regionu (np. obszar powiatu).

Do sporządzenia prognoz zapotrzebowania szczytowego posłuży liniowy model ekonometryczny. Model ten sprowadzać się będzie do poszukiwania, na podstawie danych historycznych, zależności pomiędzy wielkością objaśnianą a wielkościami, które ją kształtują. Model ten można zapisać w postaci równania:

$$P_{MSPGR} = a_0 + a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 + \dots + a_k \cdot x_k + \varepsilon \quad (5)$$

gdzie: $P_{GPZ,GR}$ – szczytowe zapotrzebowanie na moc czynną w GPZ lub grupie GPZ, x_1, \dots, x_k – zmienne objaśniające, a_0, \dots, a_k – parametry strukturalne modelu, k – liczba zmiennych objaśniających; ε – składnik losowy (zmienna wyrażająca łączny efekt czynników nieuwzględnionych w modelu, błędów wynikających z przyjęcia niewłaściwej postaci funkcji, błędów pomiaru). Zmienną objaśnianą w przyjętym modelu dla horyzontu 5-letniego będzie szczytowe obciążenie stacji GPZ, natomiast dla

horyzontu 15-letniego obciążenie szczytowe wybranej grupy GPZ. Dobór stacji GPZ realizowany jest w taki sposób, aby zasilani z nich odbiorcy zlokalizowani byli na obszarze jednego powiatu.

Potencjalne zmienne objaśniające, będą stanowić prognozy ekonomiczne i demograficzne, wraz z danymi historycznymi o obciążeniu szczytowym GPZ. Spośród nich do budowy modelu zostaną wybrane zmienne, najlepiej spełniające poniższe kryteria:

- obejmujące dostatecznie duży zakres czasowy, zarówno w zakresie danych historycznych, jak i w zakresie wartości prognozowanych
- silnie skorelowane ze zmienną objaśnianą
- nieskorelowane lub najwyżej wykazujące słabą korelację z pozostałymi zmiennymi objaśniającymi.

Po dokonaniu wyboru zmiennych objaśniających należy wyznaczyć parametry strukturalne modelu (metodą najmniejszych kwadratów – SMK), a następnie przeprowadzić weryfikację merytoryczną i statystyczną poprawności konstrukcji modelu. Zweryfikowany model posłuży do sporządzenia wariantowej prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc czynną GPZ (lub grupy GPZ), na podstawie dostępnych scenariuszowych prognoz zmiennych objaśniających bądź z wykorzystaniem prognozy przedziałowej, wykonanej na podstawie obliczonego średniego błędzie prognozy *ex-ante* oraz założonego poziomu wiarygodności. Prognoza przedziałowa szczytowego zapotrzebowania na moc czynną w grupie GPZ może być wykonana zgodnie z wzorem:

$$P\left(P_{MSP_{cr}}^* - t_{\alpha} \cdot V_T < P_{MSP_{cr}}^* < P_{MSP_{cr}}^* + t_{\alpha} \cdot V_T\right) = 1 - \alpha \quad (6)$$

gdzie: $P_{GPZ_{cr}}^*$ – prognoza punktowa szczytowego zapotrzebowania na moc czynną GPZ (lub grupy GPZ), V_T – średni błąd prognozy *ex-ante* dla okresu T , t_{α} – wartość statystyki

t-Studenta, przy założonym współczynniku ufności oraz n-k-1 stopni swobody, α – współczynnik istotności, n – wielkość serii dla danych historycznych, k – ilość zmiennych objaśniających, T – horyzont prognozy ($n+5$ lub $n+15$).

W horyzoncie 5-letnim na podstawie informacji z planów zagospodarowania przestrzennego, kierunków rozwoju określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego lub innych dokumentów planistycznych należy przeprowadzić dodatkową weryfikację wyznaczonych prognoz zapotrzebowania szczytowego. Dlatego przewidziano uzupełnienie danych prognostycznych na podstawie informacji pozyskanych od samorządów lokalnych. W tym celu należy przeprowadzić badanie kwestionariuszowe. Badanie to będzie miało na celu rozpoznanie i zestawienie w jednolitej formie potencjału wzrostu zapotrzebowania na moc na podstawie danych zawartych w projektach założeń i planów zaopatrzenia w media energetyczne, planach zagospodarowania przestrzennego, strategiach rozwoju oraz identyfikacji terenów dedykowanych do celów inwestycyjnych, mieszkaniowych itp. Z punktu widzenia zapotrzebowania na moc istotne znaczenie dla analizowanego obszaru będzie miało pozyskanie informacji o dostępności dla odbiorców alternatywnych nośników energii. Monitorowanie kierunków rozwoju terenów gminnych pozwoli na określenie obszarów wymagających szczegółowych analiz rozwoju sieci, przyczyni się do oszacowania wymaganych nakładów na rozbudowę i modernizację sieci.

Dla 15-letniego horyzontu prognoza zapotrzebowania szczytowego na moc czynną dla pojedynczej stacji GPZ może być wykonana na bazie prognozy dotyczącej grupy GPZ oraz prognozy jego udziału w łącznym zapotrzebowaniu grupy. W tym celu dla okresu historycznego, prognozy 2-letniej oraz prognozy 5-letniej powinny

zostać wyznaczone udziały procentowe poszczególnych GPZ w łącznym zapotrzebowaniu na moc czynną grupy. Z udziałów tych tworzone są szeregi czasowe, których trendy zmian mogą być aproksymowane wybranymi funkcjami liniowymi lub nieliniowymi. Dobór funkcji trendu realizowany może być na podstawie kryterium najlepszego dopasowania do danych empirycznych, mierzonego współczynnikiem determinacji R^2 oraz względnego błędzie prognozy *ex-ante*, nieprzekraczającego 10%. Zgodnie z wybraną funkcją trendu na okres $T = n + 15$, można oszacować procentowe udziały poszczególnych GPZ w grupie. Oszacowane udziały oraz prognoza przedziałowa zapotrzebowania na moc grupy GPZ posłużyć może do określenia zapotrzebowania na moc czynną poszczególnych GPZ.

5. Wnioski końcowe

Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej, zapewniające dotrzymanie wymaganego poziomu niezawodności pracy, przy minimalizacji nakładów na rozbudowę, wymaga wykonania prognoz przyszłego zapotrzebowania na moc odbiorców końcowych przyłączonych do tej sieci.

W proponowanej metodyce prognozowania zapotrzebowania szczytowego na moc zastosowano odmienne podejście ze względu na zróżnicowane horyzonty planowania oraz podjęto próbę uwzględnienia lokalnych uwarunkowań oraz przewidywanych tendencji rozwojowych o charakterze społeczno-ekonomicznym, mających wpływ na obciążenie systemu dystrybucyjnego w przyszłości.

Przedstawiona w artykule metodyka prognozowania zapotrzebowania szczytowego na moc w węzłach sieci dystrybucyjnej stanowiła podstawę do opracowania w Instytucie Energetyki Oddział Gdańsk narzędzia informatycznego pod nazwą WPM (węzłowa prognoza na moc), służącego optymalizacji planowania rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Jarosław G. Korpikiewicz

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: j.korpikiewicz@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, kierunku automatyka (2002). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują: usługi systemowe i regulacyjne, problematykę pracy systemu elektroenergetycznego, automatykę elektrowni i SEE oraz zastosowanie odnawialnych źródeł energii. Doktorant Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej.

Leszek Bronk

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: l.bronk@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Elektrotechniki i Automatyki, kierunku elektrotechnika. Od 2000 roku zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Zawodowo zajmuje się problematyką rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz zagadnieniami powiązanych z energetyką.

Rafał Magulski

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: r.magulski@ien.gda.pl

Absolwent Politechniki Gdańskiej Wydziału Zarządzania i Ekonomii na kierunku zarządzanie i marketing (1998). Zatrudniony na stanowisku specjalisty ds. analiz w Zakładzie Strategii i Rozwoju Systemu Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Jego zawodowe zainteresowania obejmują problematykę funkcjonowania rynku w sektorze elektroenergetyki i studia przedprojektowe dotyczące rozwoju systemów energetycznych.