

Selected Technical Issues in the Design of 110 kV Power Lines in the Context of Requirements of the Current PN-EN 50341:2013 Standard Using the Example of the Pylon Project, Implemented by Energa Invest Design Office

Authors

Anna Scheibe
Paweł Szwarczewski

Keywords

optimization, 110 kV overhead line, lattice tower, distribution grid

Abstract

The paper introduces practical aspects of high-voltage lines design using the example of the Pylon project – a catalogue of lattice towers (single and double circuit 110 kV lines), established by Energa Invest belonging to the Energa Group – the first such comprehensive project of this type implemented in Poland. The experience gained while working on the support catalogue for HV lines is referred to the current requirements of PN-EN 50341:2013 standard. The paper presents issues concerning the selection of optimal support dimensions while maintaining safe line operation. The strength tests carried out indicate that the methodology used to design the supports is appropriate, and the values determined in the calculation model correspond to those obtained experimentally.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2020102

Received by editor: 4.03.2020

Received in revised form: 7.04.2020

Accepted: 18.05.2020

Available on-line: 27.07.2020

1. Introduction

The steady growth in the demand for electricity, as well as increasing the grid operation reliability and maintaining an ever higher level of the energy supply security generate the need to expand and upgrade the distribution grid. The magnitude of required changes is also large due to the age of a significant part of the 110 kV grid. Investments of this type include the construction of new lines as well as increasing current capacity and upgrades of existing 110 kV power lines.

In response to market demand, as well as the occasion of amendments to normative requirements, i.e. the introduction in 2016 of a National Annex to PN-EN 50341-1:2013-03 *Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV*, the process of designing supporting structures has taken off, which with their new solutions can contribute to standardization in the design of high voltage lines in Poland.

2. Climate impacts in the context of PN-EN 50341

Since 2010, the current guideline for the design of power lines in Poland has been the system of European standards PN-EN 50341, which is based on a basic standard – common for European countries, and national annexes, which consider, among other things, the local climatic conditions. Due to the interdisciplinary specificity of the issues defined, PN-EN 50341 often refers to Eurocodes, despite being excluded from their composition. In 2013, the Polish translation of the updated common part of the standard was published as: PN-EN 50341-1:2013-03 *AC overhead power lines above 1 kV – Part 1: General requirements – Common specifications*. The National Annex was adopted in 2016 as: PN-EN 50341-2-22:2016.

The National Annex update from the previous 2010 version introduced the following amendments:

- S2 zone range expanded at the expense of S1 zone
- increased icing load in zone S1

- changed wind action determination method
- modified conductor and support load combinations
- changed use of partial factors
- changed method of compressed element dimensioning
- abolished requirement to test towers.

The PN-EN 50341-1:2013-03 standard defines the type of loads and how they should be considered. The basic loads are:

- Wind action on any line subassembly given by the formula:

$$Q_{wx} = q_p(h)G_x C_x A_x$$

where: $q_p(h)$ – peak wind speed pressure; h – reference height above the ground (used for a specific line subassembly); G_x – structural factor (for a specific line subassembly); C_x – aerodynamic drag coefficient; A_x – area of the projection of the subassembly onto a plane perpendicular to the wind direction.

- Icing load included on conductors, components fitted on conductors, and insulators. The standard relates the conductor grade to the conductor diameter and the region (icing load zone). The standard specifies the wind and icing load cases and their combinations, at the same time indicating for each case the allowable tension specified as a percentage of the conductor's rated tensile strength (RTS) (Tab. 2).

3. Line design guidelines as per PN-EN 50341-2-22:2016

For specific load variants, the standard also specifies the requirements for each condition. The above applies at minimum to:

- external insulation clearances – to terrain and intersecting objects
- internal insulation clearance – between individual conductors, as well as between conductors and the line supporting structures.

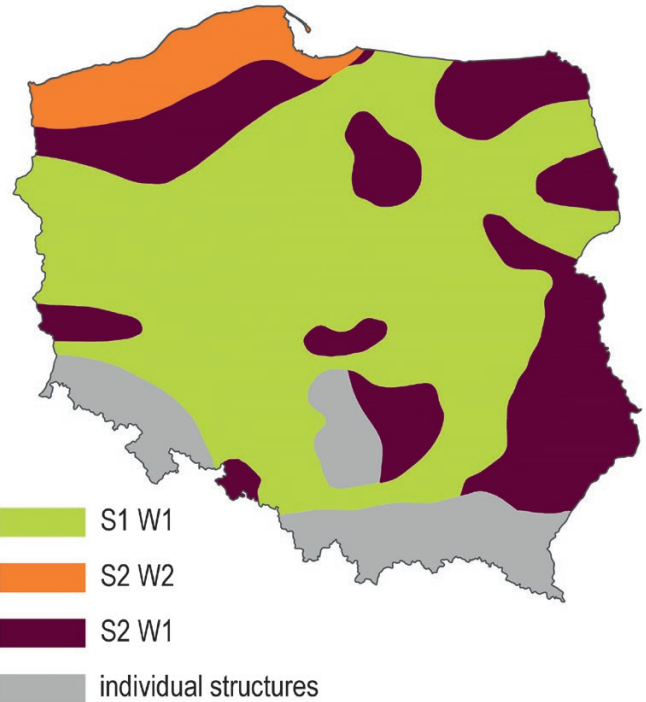


Fig. 1. Application area of Pylon supports in wind and icing load zones as per PN-EN 50341-2-22:2016

Icing load zone	Characteristic ice load (per unit length of conductor with diameter d [mm]) I_k [N/m]
S1	$5.5 + 0.55 d$
S2	$8.2 + 0.82 d$
S3	$16.4 + 0.82 d$
S_{spec}	by design specification or meteorological data

Tab. 1. Specific icing loading as per PN-EN 50341-2-22:2016

Load case	Case description	Conductor temperature [°C]	Factors for load combinations			Partial factors for actions						Allowable conductor RTS% (for typical steel – aluminium conductors, restriction levels 1 or 2)	
						Reliability level			Weight				
			B_1^2	Ψ_w	Ψ_i	1	2	3		γ_w	γ_i		γ_G
1	Extreme wind load	10				1		1.2		1.4		1	80
2a	Uniform extreme ice load on all spans	-5					1		1.25		1.5	1	55
3a	Extreme ice load with a high probability wind velocity	-5		0.33			1		1.25		1.5	1	80
3b	Nominal ice load with a low probability wind velocity	-5	0.56		0.37	1		1.2		1.4		1	80
4	Minimum temperature without wind and ice loads	-25										1	40

Tab. 2. Load cases for conductors as per PN-EN 50341-2-22:2016

#	Load description	Conductor temperature [°C]	Wind load	Insulation clearance required by PN-EN 50341-2-22:2016
1	No wind action	operating range	none	110% asom
2	Extreme wind load	40	$q_p(h)$	D_{50Hz}
3	Reduced wind load	40	$58\% q_p(h)$	$k_{el} D_{el}$

Tab. 3. Insulation clearance as per PN-EN 50341-2-22: 2016

The main task of a high voltage grid designer is to ensure compliance with the standard in terms of external and internal insulation clearances. To this end, the designer can use the following methods:

- support foundation elevation selection (location by terrain profile)
- individual span length adjustment
- support height adjustment
- support type selection (with consideration of allowable support operating conditions).

4. Lattice support solution optimisation vs support size

Sometimes meeting the requirements of site terrain profile and land development, associated with the fulfilment of normative requirements, causes many problems when designing an overhead line. Often, these problems result from the limited

performance of the available support structures. Each individual modification of a support height and/or size is time consuming and expensive. It seems that the ideal solution could be to create a maximally universal design, providing significant reserves in relation to the values required by the standard. However, this approach would increase the costs of implementing typical projects, where site conditions are not that demanding. There is no doubt that a desirable solution would be improved towers, i.e. towers with a wide scope of applicability, but designed that their widespread use is economically justified. The ideal moment to introduce support structure improvements is an amendment to the normative requirements, when – by creating new support designs – actual needs can be considered.

The support improvements introduced in the Pylon project included:

- admission of an up to 380 m long wind span as a solution for difficult site terrain conditions (soil or ownership problems) as well as economically justified (reduction of the total amount of steel used compared to other available supports assuming the typical 2.5 km long section)
- support operating angles ($180^\circ - 165^\circ - 145^\circ - 125^\circ - 90^\circ$) – ensuring maximum utilization of sizes (determined on the basis of bending angles of existing lines)
- consideration of the mechanical characteristics of the three most common phase conductor types (AFL-6 240 mm², AFLs-10 310 mm², AFLse-10 310 mm²) – no need to calculate supports in projects that include one of the above conductors
- consideration of the mechanical characteristics of the two most commonly used types of earth wires (AFL-1.7 70 mm²,

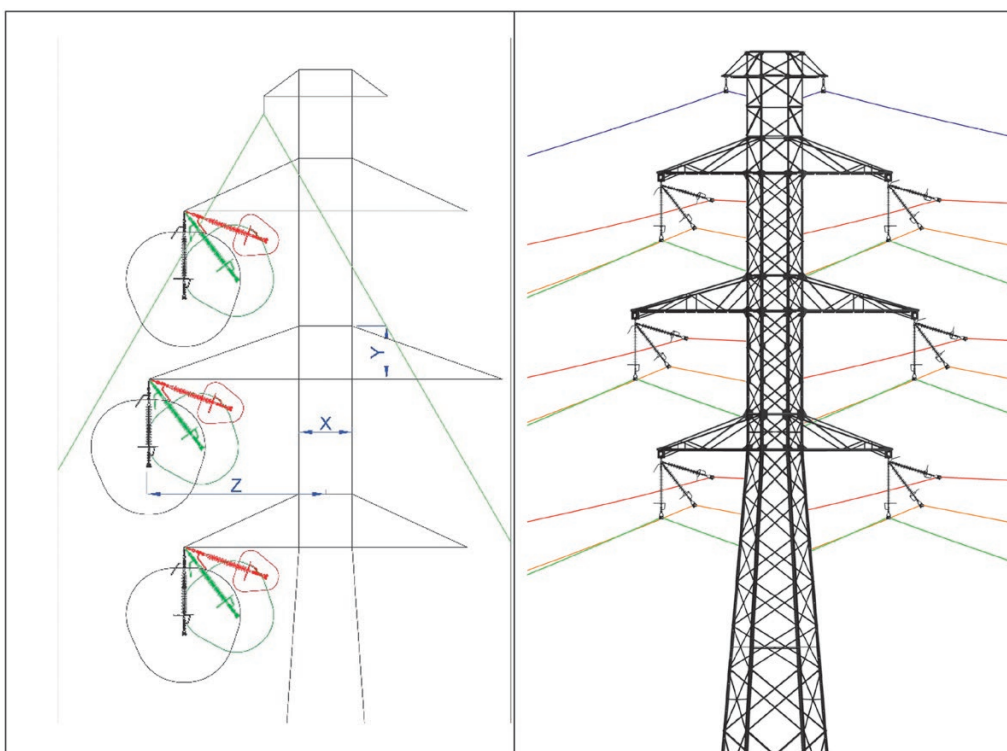


Fig. 2. Wind load impact on the line operating conditions in the example of suspension tower

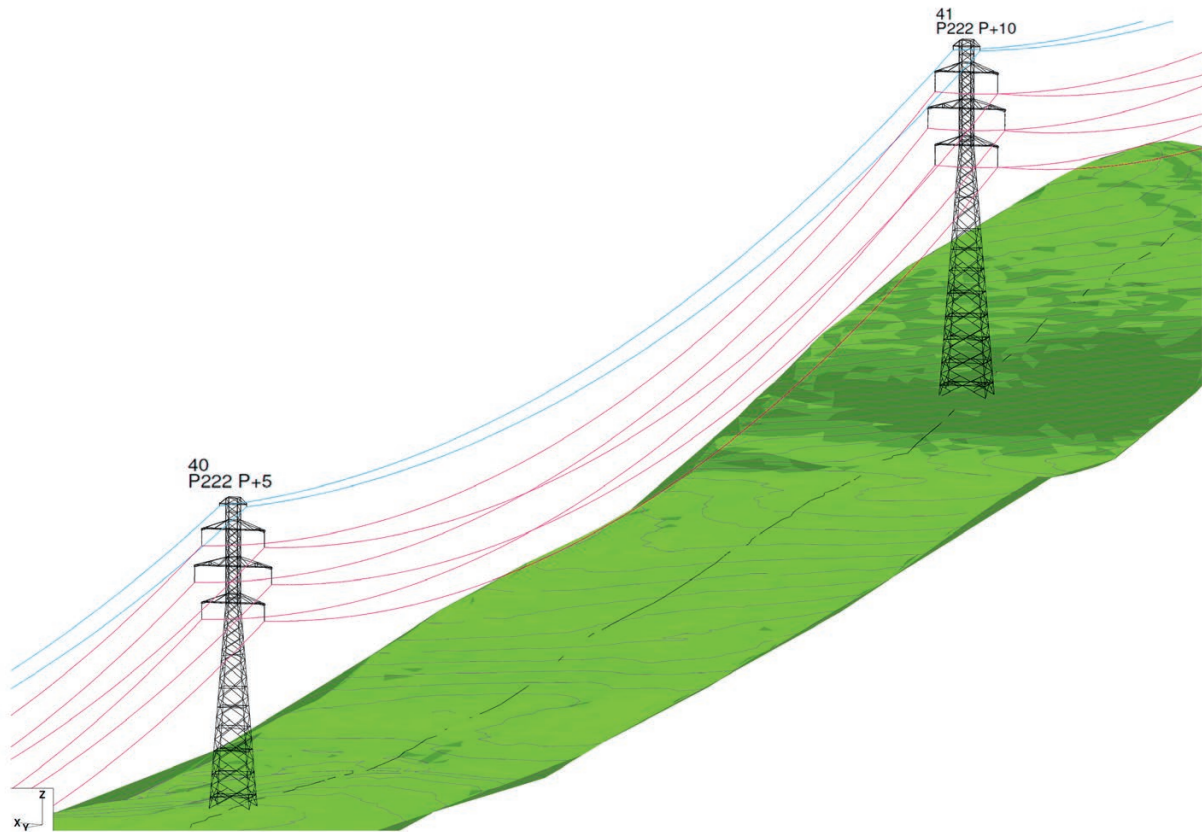


Fig. 3. 110 kV line designing in real circumstances

AFL-1.7 95 mm²) – which allows the use of a large group of conductors connected to an optical fibre (OPGW), and reduction of cases whereby span would have to be shortened or support silhouette needs to be modified.

Fig. 4 shows the correlation of various types of conductors suspended according to PN-EN 50341-2-22:2016-04 with reduced tension. Different mechanical characteristics of the conductors affect their mutual correlation, and ultimately the final support sizes.

Consequently, the HV line support sizes have been designed which comply with the allowable span length and match the technical feasibility and economic rationale of their use. In addition, the cases whereby the actual support working angles significantly deviate from those allowed for the specific support type have been reduced by narrowing their ranges. Moreover, the support structures enable the use of the most commonly used types of phase conductors and earth wires while ensuring their mutual cooperation.

5. Dimensioning and optimization

A spatial lattice structure model was used for static calculations. The need for power line supports dimensioning according to PN-EN 50341-1:2013 standard and Annexes G and H to PN-EN 1993-3-1:2008 standards instead of the general principles defined in PN-EN 1993-1-1 standard, necessitated the need to develop a calculation procedure specifically for designing lattice support structures. Based on the internal forces obtained from the calculation model, compression and tension bars were

dimensioned using an original procedure combining requirements of the latest standards and increasing the calculation efficiency and correctness.

The starting point for power line support design is an analysis of the selection of the optimal tower body convergence taking into account the most favourable reaction force on the foundation. Next, the lattice pattern is selected for the maximum utilisation of the profile's cross-section while complying with the normative slenderness limits. The slenderness limits (as per PN-EN 50341-2-22:2016-04) cannot exceed:

- 120 for curbs and compressed chords and turrets
- 200 for the primary bracing
- 250 for secondary bracing.

It is worth noting that despite the dimensioning of compression elements based on the PN-EN 1993-3-1:2008 standard, the National Annex PN-EN 50341-2-22:2016-04 allows higher slenderness of the main lattice bars (200 instead of 180 for towers and masts). The selection of most lattice profiles is determined by bar slenderness limitation. In the case of cross-brace bars, the use of a steel with increased properties is not justified. The selection of the bracing usually results from the economically justified necessity to ensure the bars' design resistance and stability with the optimal profile cross-section utilisation. Once the above recommendations have been complied with, the bars are dimensioned for the ultimate limit state condition and the bolted connections are dimensioned.

A fundamental change in the power line support structure design introduced in PN-EN 50341-2-22:2016-04 is the need to

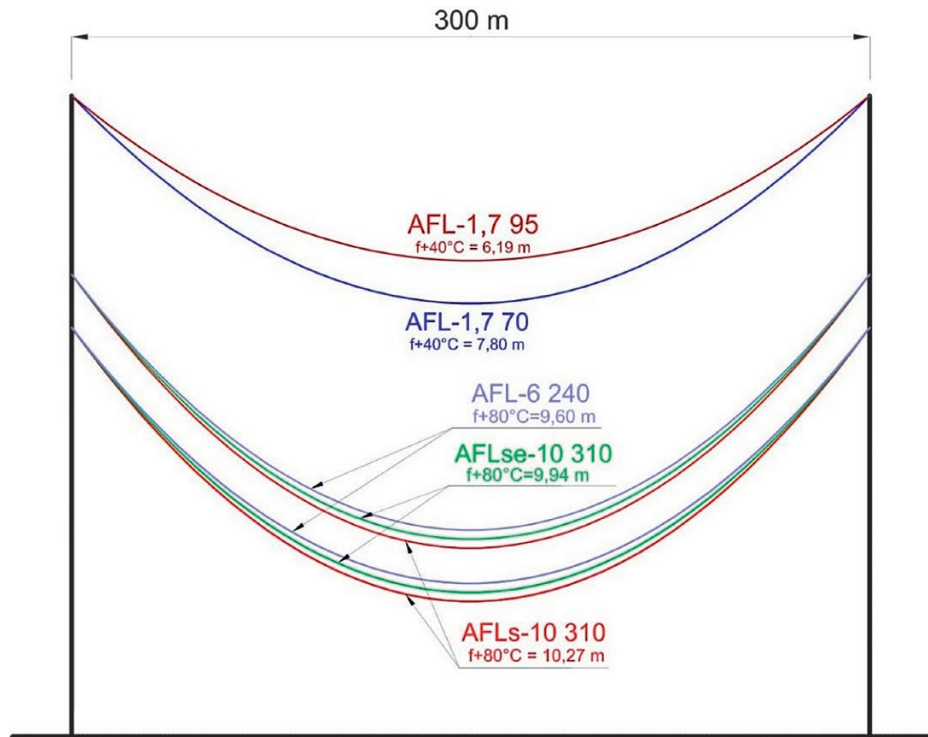


Fig. 4. A comparative profile of sag curves of different conductor types (conductor sagging conditions as per PN-EN 50341-2-22:2016-04, reduced tension)

assess the resistance of compressed bars taking into account Annexes G and H to PN-EN 1993-3-1:2008. The effective slenderness factor introduced to account for the method of bars in nodes fastening increases the bars' theoretical resistance, which results in economic benefits, particularly significant in the case of a repetitive design of line objects.

All supports were designed according to the same procedure. Energa Invest's database contains a set of data, with which designers can very quickly adapt, develop, and update and adjust the catalogue solutions to the actual standard and legal requirements, as well as the specific technical and site conditions, while maintaining their full functionality and consistency. This is very favourable in the case of subsequent operation and maintenance, since at any failure, repair and/or upgrade there is no problem with archival documentation.

6. Support strength tests on a real scale

The correctness of the adopted computational approach, previously not used, has been confirmed by strength tests of supports on a real scale. Until 2016, the power line design standards imposed the obligation to test one suspension tower and one tension support from a newly designed series. Now, the National Annex PN-EN 50341-2-22:2016 recommends a trial assembly only, while the need for strength tests is left to be determined by the contracting authority in the design specification. For the sake of the project quality and at the request of Energa Operator, four selected supports were subjected to experimental tests. They were tested at the Celpi test station in Bucharest in reference to the standard PN-EN 60652:2006 *Loading tests on overhead line structures*.

The five load cases most relevant for structural dimensioning were selected for the strength tests of the PLN supports. Each support was subjected to five non-destructive tests (up to 100% of design loads) and one destructive load test, which was a continuation of the last load case. Rope and strain gauges were mounted to the support in three directions, through which the resultant loads for each combination were applied. The horizontal force was obtained using high gantries. The forces were gradually applied to 50%, 75%, 90%, 95%, 100% of the specified loads. Under load No. 5, over 100% of the force was gradually applied, every 5%, until the structure's damage.

Test results are considered positive if, during all tests, the structure withstands loads at each level for at least 1 minute with no damage to its components, and 100% of the calculation loads for 5 minutes. After completion of the strength tests, steel samples were taken for analysis of the material's basic mechanical properties. Elements for sampling were selected after the tests, depending on the structure damage development.

7. Verification of normative assumptions in tests

All four supports were damaged at the bottom of the tower body by buckling the compressed curbs.

The lattice support structures were dimensioned for the ultimate limit state. The serviceability limit state did not determine the choice of profiles. Deflections calculated in the computer program and measured during the tests (both at 100% load and just before damage) did not exceed those permitted by the normative values, even with a significant margin (approx. 70% for intermediate support and approx. 50% for tension supports). The

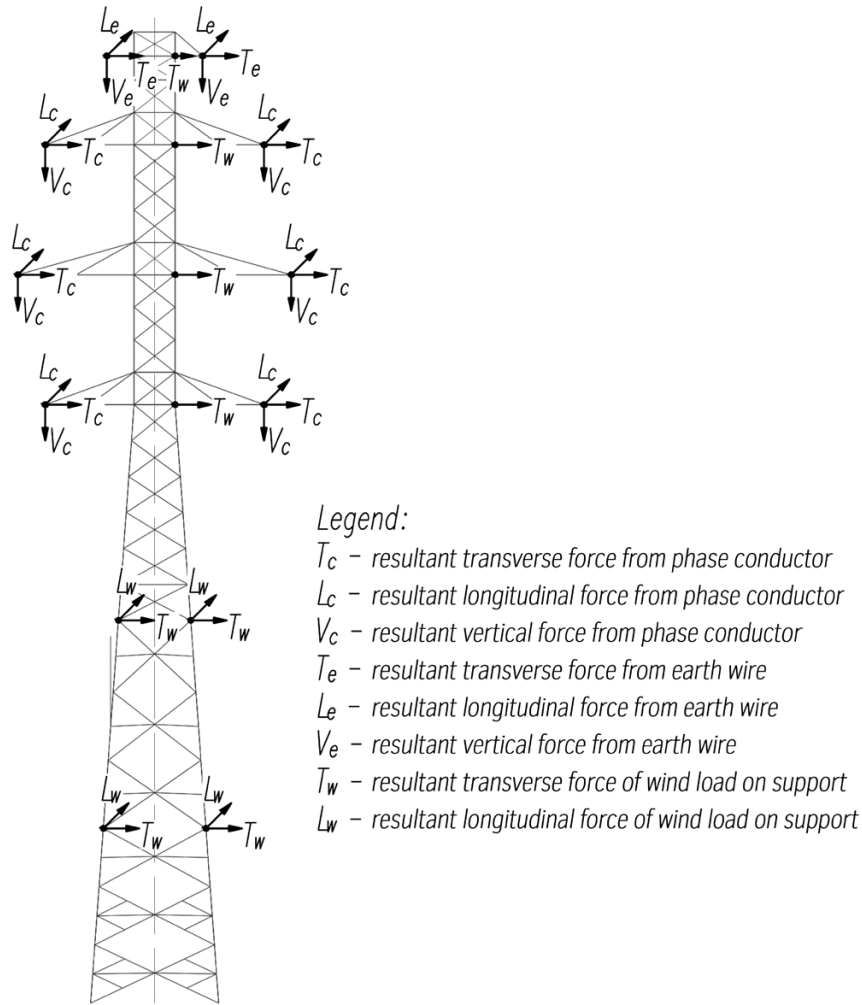


Fig. 5. Application diagram of equivalent loads at the strength tests

Support type	Calculated displacement	Displacement measured at 100% of normative load	Difference between the measured and calculated displacements	Displacement for the destructive load	Deflection permitted by the permissible deflections for normative characteristic load
	cm		%	cm	
PLN122 P+10	35	32	9	42	130
PLN122 ON165+10	27	26	2	29	63
PLN211 P+0	33	31	6	38	114
PLN211 ON165+0	26	28	9	36	53

Tab. 4. Comparison of the calculated and tested displacements

supports were strength-tested under the assumption of design loads (and not the characteristic values, which are assumed for the serviceability limit state), so the comparison of the measured and normative values is only indicative. It is conclusive to compare the displacement determined in the program on the model for the design load and the displacement measured in the test after applying 100% of the load. The differences are small (within 10%), which demonstrates the correctness of the adopted model and calculation procedure.

After the tests, calculations were carried out on the model under the assumption of the actual strengths of the steel from each

tested support. Loads were calculated, at which the structure resistance would be exceeded, taking into account the steel test results. It has been shown that there was a margin of approx. 2–8% in the modelled loads compared to the destructive loads. Given the excess margin between the parameters required for steel by the standard and the actual ones measured at the test, the theoretically calculated structure material stress is very similar to that obtained experimentally. The values determined on the calculation model correspond to those obtained experimentally.



Photo 1. A support prepared for the strength test, set with ropes and signal wires



Photo 2. Damaged supports: PLN122 P (left), PLN 122ON165 (centre), and PLN211 P (right)

Support type	Destructive test loads	Calculated loads applied at real steel parameters and the actual material stress over 100%	Load margin
		%	
PLN122 P+10	120	112	8
PLN122 ON165+10	110	112	2
PLN211 P+0	115	107	8
PLN211 ON165+0	120	113	7

Tab. 5. Comparison of the test results with the model calculations

8. Supports used in the construction of an 110 kV overhead-cable line

Five different types of double-circuit supports were used in the project of connecting Daszyna substation. A comprehensive set of solutions, which is the towers catalogue, in addition to simplifying the design and construction process, will also reduce the time to fix any future failures.

9. Summary

The amendment to the normative requirements and the need to reconstruct the national distribution system is a perfect opportunity to introduce improvements in support structures that



Photo 3. PLN211 P tower of the 110 kV line to Daszyna substation

consider the actual market and technical needs. It should be emphasized that, with a view to improving the supports in

order to increase their utility values, Energa Invest has developed supports, which in the example of a typical 2.5 km section, allow for less consumption of materials for the construction and reduce the interference in private land and the natural environment. Their wide applicability range allow the country-wide unification of support structures, which will enable faster failure repair, and having full calculation models – efficient assessment of their adaptability to non-normative operating conditions.

Seeing the advantages of the Pylon project, for which the catalogue of safe, economical, and standardized support structures has been developed, the Energa Invest team decided to implement their solutions not only in the Energa Group, but also in almost the whole of Poland. With the catalogue, high voltage lines can be unified based on one solution, and the standardization idea can be transferred to other distribution grid operators. The project is currently being developed, and work is underway to expand the catalogue with new solutions.

REFERENCES

1. PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne [Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV – Part 1: General requirements – Common specifications]
2. PN-EN 50341-2-22:2016-04: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski [Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV – Part 2–22: National Normative Annex for Poland].
3. PN-EN 1993-3-1:2008: Projektowanie konstrukcji stalowych – Część 3–1: Wieże, maszty i kominy – Wieże i maszty [Design of steel structures – Part 3–1: Towers, masts and chimneys – Towers and masts].
4. PN-EN-60652:2006: Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych [Loading tests on overhead line structures]

Anna Scheibe

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: anna.scheibe@energa.pl

A graduate of the Faculty of Civil and Environmental Engineering of Gdańsk University of Technology, major: construction. Since 2009 involved in designing structures for the power industry. She's contributed to many power line and substation projects.

Paweł Szwarczewski

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: pawel.szwarczewski@energa.pl

A graduate of the Faculty of Mechanical Engineering of Gdańsk University of Technology, major: machinery mechanics and construction, and the Faculty of Electrical Engineering of Gdynia Maritime University, major: electrical engineering. Professionally involved in the design of distribution and transmission lines since 2007.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wybrane zagadnienia techniczne projektowania linii elektroenergetycznych 110 kV w kontekście aktualnych uwarunkowań normowych wg PN-EN 50341:2013 na przykładzie projektu Pylon, zrealizowanego przez pracownię projektową spółki Energa Invest

Autorzy

Anna Scheibe
Paweł Szwarzewski

Słowa kluczowe

optymalizacja, elektroenergetyczna linia napowietrzna 110 kV, słup kratowy, sieć dystrybucyjna

Streszczenie

Artykuł przybliży praktyczne aspekty projektowania linii wysokiego napięcia na przykładzie projektu Pylon – katalogu słupów kratowych (jedno- i dwutorowych dla linii 110 kV), stworzonego przez spółkę Energa Invest należącą do Grupy Energa – pierwszego tak kompleksowego przedsięwzięcia tego typu realizowanego w Polsce. Doświadczenia zebrane podczas pracy nad katalogiem słupów dla linii WN zostały odniesione do aktualnych uwarunkowań normowych wg PN-EN 50341:2013. W artykule przedstawiono problemy dotyczące doboru optymalnych gabarytów słupów przy zachowaniu bezpiecznej pracy linii. Przeprowadzone badania wytrzymałościowe wskazują, że zastosowana metodologia projektowania słupów jest poprawna, a wielkości wyznaczone na modelu obliczeniowym odpowiadają wielkościom uzyskanym doświadczalnie.

Data wpływu do redakcji: 4.03.2020

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 7.04.2020

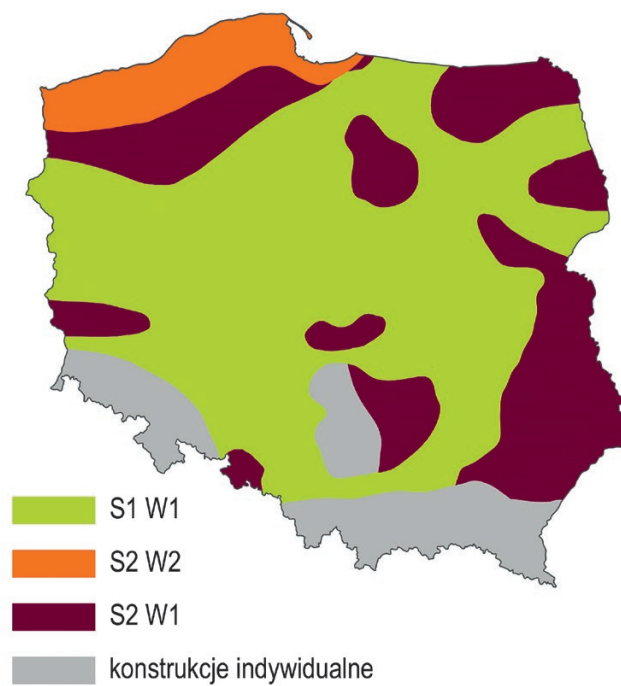
Data akceptacji artykułu: 18.05.2020

Data publikacji online: 27.07.2020

1. Wstęp

Nieustający wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a także zwiększanie niezawodności pracy sieci i utrzymanie coraz wyższego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii generują potrzebę rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej. Skala wymaganych zmian jest bardzo duża również ze względu na wiek znacznej części sieci 110 kV. Inwestycje tego typu obejmują budowy nowych linii, jak również zwiększanie obciążalności czy modernizacje już istniejących linii elektroenergetycznych 110 kV.

W związku z zapotrzebowaniem rynku, jak również przy okazji zmian uwarunkowań normowych, czyli wprowadzenia w 2016 roku załącznika krajowego do normy PN-EN 50341-1:2013-03 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV*, rozpoczął się proces projektowania konstrukcji wsporczych, które dzięki nowym rozwiązaniom mogą się przyczynić do standaryzacji w projektowaniu linii wysokiego napięcia w Polsce.



Rys. 1. Obszar zastosowania słupów Pylon dla stref obciążenia wiatrem i oblodzeniem wg PN-EN 50341-2-22:2016

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

2. Oddziaływania klimatyczne w kontekście normy PN-EN 50341

Od 2010 roku aktualną wytyczną do projektowania linii elektroenergetycznych w Polsce jest system norm europejskich PN-EN 50341, który opiera się na normie podstawowej – wspólnej dla krajów europejskich oraz załączniku krajowym, który uwzględnia m.in. lokalne warunki klimatyczne. Ze względu na interdyscyplinarną specyfikę definiowanych zagadnień norma PN-EN 50341 często odwołuje się do Eurokodów, mimo iż została wyłączona z ich składu. W 2013 roku opublikowano polskie tłumaczenie zaktualizowanej części wspólnej normy jako: PN-EN 50341-1:2013-03 *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne*. Załącznik krajowy ukazał się w roku 2016 jako: PN-EN 50341-2-22:2016.

Aktualizacja załącznika krajowego względem wersji poprzedniej z 2010 roku wprowadziła następujące zmiany:

- rozszerzono zasięg strefy S2 kosztem strefy S1
- zwiększono obciążenie oblodzeniem w strefie S1
- zmieniono sposób wyznaczania oddziaływań wiatru
- zmodyfikowano przypadki układów obciążeń dla przewodów oraz słupów
- zmieniono stosowanie współczynników częściowych
- zmieniono sposób wymiarowania elementów ściskanych
- zniesiono wymóg badania słupów seryjnych.

Norma PN-EN 50341-1:2013-03 określa rodzaj obciążeń oraz sposób, w jaki należy je uwzględniać. Podstawowe obciążenia to:

- Oddziaływanie wiatru na dowolny podzespół linii określone wzorem:

$$Q_{wx} = q_p(h) G_x C_x A_x$$

gdzie:

$q_p(h)$ – szczytowe ciśnienie prędkości wiatru; h – wysokość odniesienia nad terenem (stosowana dla konkretnego podzespołu linii); G_x – współczynnik konstrukcyjny (dla konkretnego podzespołu linii); C_x – współczynnik oporu aerodynamicznego; A_x – pole rzutu danego podzespołu na płaszczyznę prostopadłą do kierunku wiatru.

Strefa obciążenia oblodzeniem	Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem (na jednostkę długości przewodu o średnicy d [mm]) I_k [N/m]
S1	$5,5 + 0,55 d$
S2	$8,2 + 0,82 d$
S3	$16,4 + 0,82 d$
S_{spec}	wg specyfikacji projektowej lub danych meteorologicznych

Tab. 1. Charakterystyczne obciążenie oblodzeniem wg PN-EN 50341-2-22:2016

Układ obciążeń	Opis układu	Temperatura przewodu [°C]	Współczynniki do kombinacji			Współczynniki częściowe dla oddziaływań						Dopuszczalny % RTS przewodu (wartości dla przewodów typowych stalowo-aluminiowych, dla 1, 2 poziomów obciążenia)	
						Poziom niezawodności							Ciężar
			1		2		3		γ_G				
			γ_w	γ_i	γ_w	γ_i	γ_w	γ_i					
1	Oddziaływanie wiatru ekstremalnego	10				1		1,2		1,4		1	80
2a	Oddziaływanie ekstremalnego oblodzenia równomiernego we wszystkich przęsłach	-5				1		1,25		1,5		1	55
3a	Ekstremalne obciążenie oblodzeniem z bardzo prawdopodobnym obciążeniem wiatrem	-5	0,33			1		1,25		1,5		1	80
3b	Obciążenie nominalnym oblodzeniem z mało prawdopodobnym obciążeniem wiatrem	-5	0,56	0,37		1		1,2		1,4		1	80
4	Minimalna temperatura bez wiatru i bez oblodzenia	-25										1	40

Tab. 2. Przypadki obciążeń przewodów wg PN-EN 50341-2-22:2016

- Obciążenie oblodzeniem uwzględnione na przewodach, elementach mocowanych na przewodach oraz na izolatorach. Stopień obciążenia

przewodów oblodzeniem norma uzależnia od średnicy przewodu oraz regionu kraju (tab. 1).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Norma określa przypadki układów obciążeń przewodów wiatrem i oblodzeniem oraz ich kombinacje, wskazując jednocześnie dla każdego przypadku dopuszczalny naciąg określony jako procent wartości obliczeniowej siły zrywającej (RTS) przewodu (tab. 2).

3. Wytyczne projektowania linii wg PN-EN 50341-2-22:2016

Dla określonych układów obciążeń norma określa także wymagania, jakie powinny być spełnione dla poszczególnych warunków. Powyższe dotyczy m.in. minimalnych:

- zewnętrznych odstępów izolacyjnych – do terenu i obiektów krzyżowanych
- wewnętrznych odległości izolacyjnych – pomiędzy poszczególnymi przewodami, jak również pomiędzy przewodami a konstrukcjami wsporczy linii.

Podstawowym zadaniem projektanta sieci wysokich napięć jest zapewnienie spełnienia wymagań normy w zakresie zewnętrznych i wewnętrznych odstępów izolacyjnych. W tym celu projektant może skorzystać z poniższych sposobów:

- dobór rzędnej posadowienia słupa (lokalizowanie z wykorzystaniem ukształtowania terenu)
- dostosowanie długości poszczególnych przęseł
- dostosowanie wysokości słupów
- wybór rodzaju zastosowanych słupów (z uwzględnieniem ich dopuszczalnych warunków pracy).

Przykładowy model linii WN przedstawiono na rys. 3.

4. Optymalizacja rozwiązań słupów kratowych a gabaryty słupów

Niejednokrotnie sprostanie wymaganiom ukształtowania i zagospodarowania terenu, związane z wypełnieniem

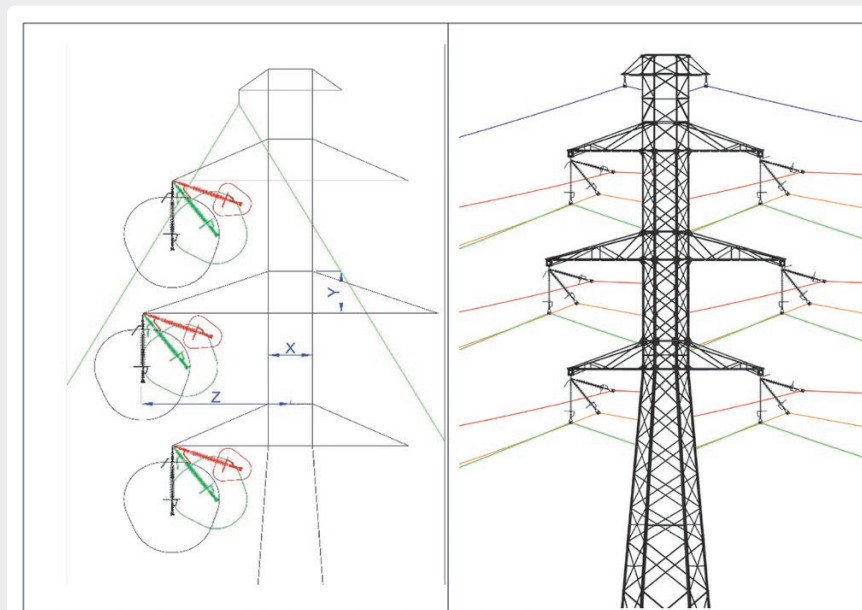
wymagań normowych, przysparza wielu problemów podczas projektowania linii napowietrznych. Często problemy te wynikają z ograniczonych właściwości użytkowych dostępnych konstrukcji wsporczych. Każdorazowe indywidualne modyfikacje w zakresie wysokości czy gabarytów słupów są czasochłonne i kosztowne. Wydaje się, że idealnym rozwiązaniem mogłoby być stworzenie konstrukcji maksymalnie uniwersalnych, zapewniających znaczne rezerwy względem wartości wymaganych w normie. Jednak takie podejście podniosłoby koszty realizacji inwestycji typowych, gdzie uwarunkowania terenowe nie są aż tak wymagające. Niewątpliwie rozwiązaniem pożądanym byłyby słupy udoskonalone, tzn. słupy o szerokich możliwościach zastosowania, jednak zaprojektowane tak, aby ich powszechne stosowanie było uzasadnione ekonomicznie. Idealnym momentem na wprowadzenie udoskośleń w konstrukcjach wsporczych jest zmiana wymagań normowych, kiedy to – tworząc nowe projekty słupów – można uwzględnić aktualne potrzeby.

W ramach realizacji projektu Pylon udoskonalenia słupów stanowiły:

- dopuszczenie przęsła wiatrowego o długości do 380 m jako rozwiązanie na trudne warunki terenowe (problemy gruntowe lub własnościowe), jak również ekonomicznie uzasadnione (redukcja sumarycznej ilości użytej stali względem innych dostępnych słupów przy założeniu sekcji odciągowej o typowej długości 2,5 km)
- zakresy kątów pracy słupów ($180^\circ - 165^\circ - 145^\circ - 125^\circ - 90^\circ$) – zapewniające maksymalne wykorzystanie gabarytów (ustalone na podstawie kątów załomów istniejących linii)
- uwzględnienie charakterystyki mechanicznej trzech najczęściej stosowanych typów przewodów fazowych (AFL-6 240 mm², AFLs-10 310 mm², AFLse-10 310 mm²) – brak konieczności przeliczania słupów w projektach uwzględniających jeden z ww. przewodów
- uwzględnienie charakterystyki mechanicznej dwóch najczęściej stosowanych typów przewodów odgromowych (AFL-1,7 70 mm², AFL-1,7 95 mm²) – co pozwala na stosowanie dużej grupy przewodów skojarzonych ze światłowodem (OPGW), ograniczenie ilości

Lp.	Opis układu	Temperatura przewodu [°C]	Obciążenie wiatrem	Wymagany odstęp izolacyjny wg PN-EN 50341-2-22:2016
1	Brak oddziaływania wiatru	zakres pracy	brak	110% asom
2	Oddziaływanie wiatru ekstremalnego	40	$q_p(h)$	D_{50Hz}
3	Oddziaływanie wiatru zredukowanego	40	$58\% q_p(h)$	$k_{el} D_{el}$

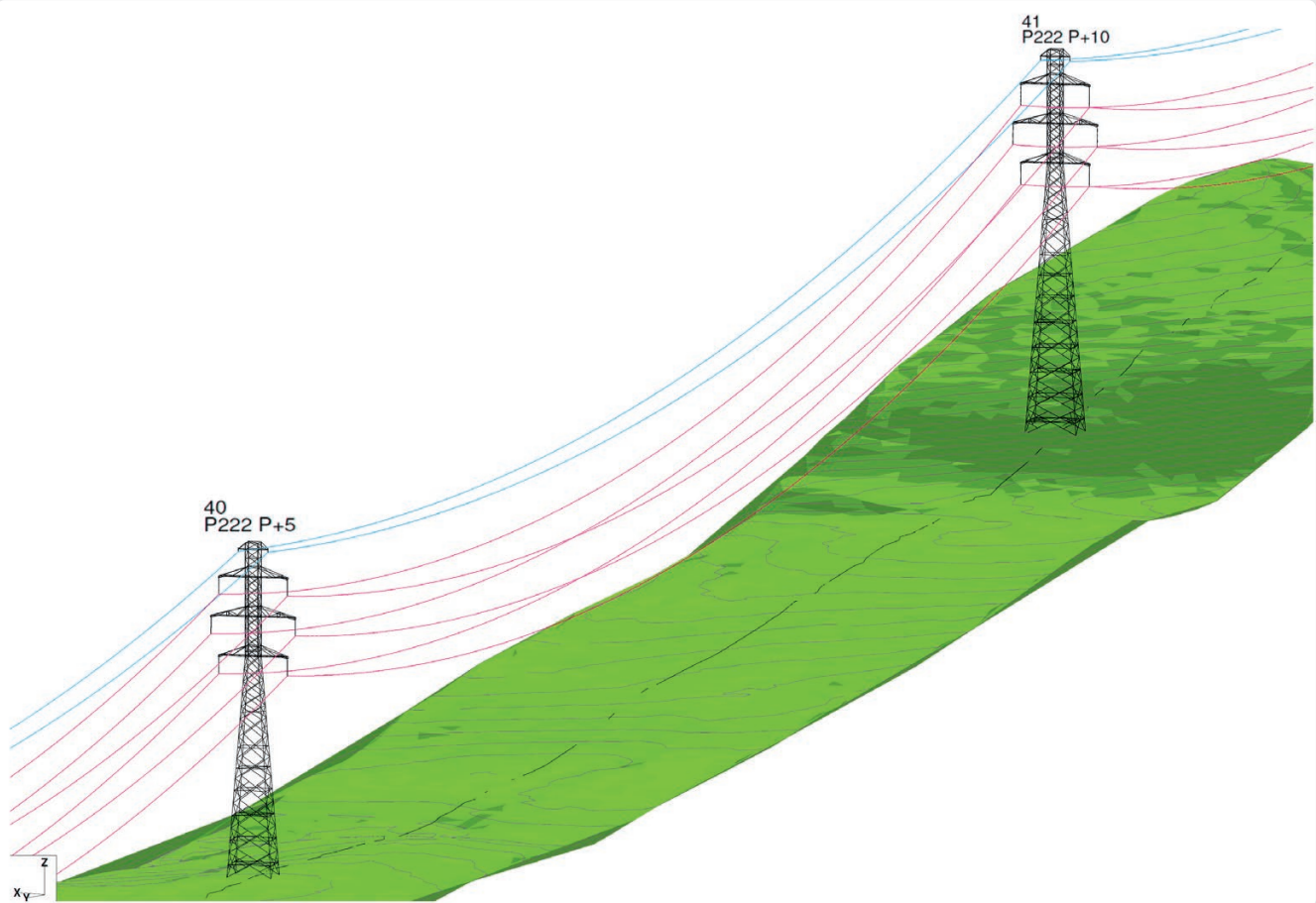
Tab. 3. Odstępy izolacyjne wg PN-EN 50341-2-22:2016



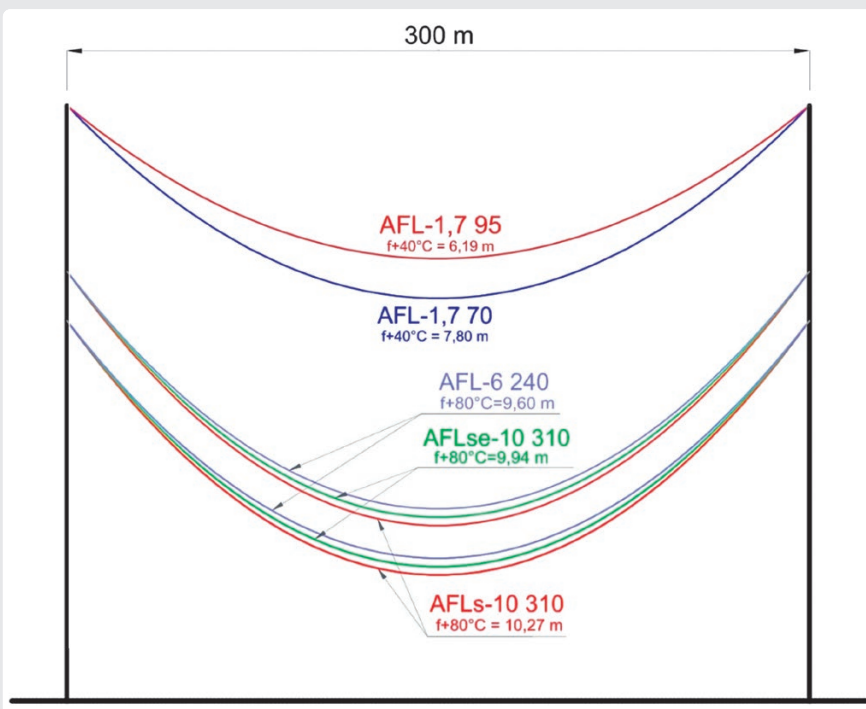
Rys. 2. Wpływ obciążenia wiatrem na warunki pracy linii na przykładzie słupa przelotowego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 3. Projektowanie linii 110 kV w układzie rzeczywistym



Rys. 4. Profil porównawczy krzywych zwisania różnych typów przewodów (warunki zawieszenia przewodów wg PN-EN 50341-2-22:2016-04, naciąg zmniejszony)

przypadków kiedy gabaryt słupów stanowiłby o konieczności skrócenia przęsła lub modyfikacji sylwetki słupów.

Na rys. 4 przedstawiono korelację różnych typów przewodów zawieszonych wg normy PN-EN 50341-2-22:2016-04 z naciągiem zmniejszonym. Odmienne charakterystyki mechaniczne przewodów wpływają na ich wzajemną korelację, a docelowo na gabaryt końcowy słupów.

W efekcie zaprojektowano gabaryty konstrukcji wsporczych dla linii WN cechujące się dopuszczalną długością przęsła, wyważoną do możliwości technicznych oraz ekonomicznego ich stosowania. Dodatkowo ograniczono liczbę przypadków, kiedy rzeczywiste kąty pracy słupa istotnie odbiegają od dopuszczalnych dla danego typu słupa, dzięki zawężeniu ich zakresów. Ponadto słupy umożliwiają wykorzystanie najczęściej stosowanych typów przewodów fazowych i odgromowych przy zapewnieniu ich wzajemnej współpracy.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

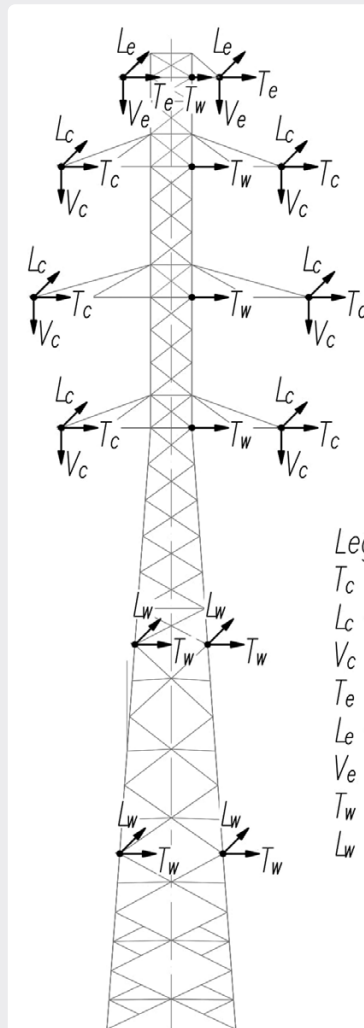
5. Wymiarowanie i optymalizacja

Do obliczeń statycznych zastosowano przestrzenny model konstrukcji kratowej. Konieczność wymiarowania słupów energetycznych z zastosowaniem normy PN-EN 50341-1:2013 oraz Załącznika G i H normy PN-EN 1993-3-1:2008, zamiast ogólnych zasad zdefiniowanych w normie PN-EN 1993-1-1, wymusiła potrzebę stworzenia procedury obliczeniowej ściśle przeznaczonej do projektowania kratowych konstrukcji wsporczych. Na podstawie wartości sił wewnętrznych uzyskanych z modelu obliczeniowego przeprowadzono wymiarowanie prętów ściskanych i rozciąganych za pomocą autorskiej procedury łączącej wymagania najnowszych norm oraz zwiększającej wydajność i poprawność prowadzonych obliczeń.

Punktem wyjścia przy projektowaniu konstrukcji wsporczych dla linii elektroenergetycznych jest analiza doboru optymalnej zbieżności trzonu słupa z uwzględnieniem najkorzystniejszych reakcji na fundament. W kolejnych krokach dobierane jest takie zakratowanie, aby przy spełnieniu normowych wartości granicznych smukłości maksymalnie wykorzystać przekrój danego profilu. Smukłości graniczne elementów (wg PN-EN 50341-2-22:2016-04) powinny wynosić nie więcej niż:

- 120 dla krawężników trzonu i kolumny oraz pasów ściskanych poprzeczników i wieżyczek
- 200 dla prętów skratowania głównego
- 250 dla prętów skratowania drugorzędowego.

Warto podkreślić, że mimo wymiarowania elementów ściskanych opartego na normie PN-EN 1993-3-1:2008 dopuszczono w załączniku krajowym PN-EN 50341-2-22:2016-04 większe smukłości prętów skratowania głównego (200 zamiast 180 dla wież i masztów). Dobór większości profili skratowań determinowany jest przez ograniczenie smukłości prętów. W przypadku prętów krzyżulców nie ma uzasadnienia stosowanie stali o podwyższonych właściwościach. Dobór układów skratowań wynika zwykle z ekonomicznie uzasadnionej konieczności zapewnienia nośności i stateczności prętów przy optymalnym wykorzystaniu przekroju profilu. Po spełnieniu powyższych zaleceń następuje wymiarowanie prętów



Legenda:

- T_c - wypadkowa poprzeczna sił od przewodu fazowego
- L_c - wypadkowa podłużna sił od przewodu fazowego
- V_c - wypadkowa pionowa sił od przewodu fazowego
- T_e - wypadkowa poprzeczna sił od przewodu odgromowego
- L_e - wypadkowa podłużna sił od przewodu odgromowego
- V_e - wypadkowa pionowa sił od przewodu odgromowego
- T_w - wypadkowa poprzeczna sił od wiatru na słup
- L_w - wypadkowa podłużna sił od wiatru na słup

Rys. 5. Schemat przyłożenia obciążeń zastępczych na potrzeby badań wytrzymałościowych



Fot. 1. Słup przygotowany do badań wytrzymałościowych wraz z układem lin i przewodów sygnałowych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

w stanie granicznym nośności oraz wymiarowanie połączeń śrubowych.

Zasadniczą zmianą w projektowaniu konstrukcji wsporczych linii elektroenergetycznych jest wprowadzona w normie PN-EN 50341-2-22:2016-04 konieczność oceny nośności prętów ściskanych z uwzględnieniem Załącznika G i H normy PN-EN 1993-3-1:2008. Wprowadzony współczynnik smukłości efektywnej, uwzględniający sposób zamocowania prętów w węzłach, wpływa na wzrost teoretycznej nośności prętów, czego konsekwencją są korzyści ekonomiczne szczególnie istotne w przypadku konstrukcji powtarzalnych występujących w obiektach liniowych.

Wszystkie słupy zostały zaprojektowane wg tej samej procedury. W bazie firmy Energa Invest znajduje się komplet danych, dzięki którym projektanci są w stanie bardzo szybko adaptować, rozwijać oraz aktualizować i dostosowywać katalogowe rozwiązania do bieżących warunków normowych i prawnych, a także specyficznych warunków techniczno-terenowych z zachowaniem pełnej funkcjonalności i spójności rozwiązań. Jest to bardzo korzystna sytuacja w przypadku późniejszej eksploatacji, gdyż podczas ewentualnych awarii, napraw i modernizacji nie ma problemu z dokumentacją archiwalną.

6. Badania wytrzymałościowe słupów w skali rzeczywistej

Poprawność przyjętego podejścia obliczeniowego, wcześniej niestosowanego, została potwierdzona badaniami wytrzymałościowymi słupów w skali rzeczywistej. Do 2016 roku normy dotyczące projektowania linii elektroenergetycznych nakładały obowiązek badania jednego słupa przelotowego i jednego mocnego z nowo projektowanej serii. Aktualnie załącznik krajowy PN-EN 50341-2-22:2016 zaleca jedynie wykonanie montażu kontrolnego, natomiast potrzebę przeprowadzania badań wytrzymałościowych pozostawia do określenia przez zamawiającego w specyfikacji projektowej. W trosce o jakość projektu oraz na wniosek Energi Operatora zostały przeprowadzone badania doświadczalne czterech wytypowanych słupów. Badania odbyły się na stacji badawczej Celpi w Bukareszcie i zostały wykonane na podstawie normy PN-EN 60652:2006 *Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych*.

Do badań wytrzymałościowych słupów PLN wytypowano pięć najistotniejszych dla wymiarowania konstrukcji przypadków obciążeń. W trakcie badania każdego słupa przeprowadzono pięć nieniszczących prób (do 100% obciążeń

obliczeniowych) oraz jedną niszczącą próbę nośności, która była kontynuacją ostatniego przypadku. Do słupa zamontowane zostały na trzech kierunkach liny wraz z tensometrami, przez które przyłożono wypadkowe obciążenia dla każdej kombinacji. Kierunek poziomy sił został uzyskany dzięki zastosowaniu wysokich bramownic. Siły przykładano stopniowo do 50%, 75%, 90%, 95%, 100% wartości określonych obciążeń. Podczas obciążenia nr 5 stopniowo przykładano powyżej 100% wartości sił, co 5% aż do zniszczenia konstrukcji.

Wyniki badań uznaje się za pozytywne, jeżeli podczas wszystkich testów konstrukcja wytrzyma obciążenia na każdym poziomie co najmniej przez 1 minutę, bez zniszczenia jej elementów. Natomiast dla 100% wartości obciążeń obliczeniowych przez 5 minut. Po zakończeniu badań wytrzymałościowych zostały pobrane próbki stali w celu przeprowadzenia badań podstawowych właściwości mechanicznych materiału. Elementy te zostały wskazane po badaniach, w zależności od przebiegu zniszczenia konstrukcji.

7. Potwierdzenie założeń normowych w badaniach

Zniszczenie wszystkich czterech słupów nastąpiło w dolnej części trzonu



Fot. 2. Zniszczenie słupa PLN122 P (po lewej), słupa PLN122 ON165 (środek) oraz słupa PLN211 P (po prawej)

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Typ słupa	Przemieszczenie wyznaczone obliczeniowo	Przemieszczenie pomierzone przy 100% obciążenia normowego	Różnica przemieszczeń pomierzonych w stosunku do wart. obliczonych	Przemieszczenie zbadane dla obciążenia, po którym nastąpiło zniszczenie	Dopuszczalne normowe ugięcia dla obciążeń charakterystycznych
	cm		%	cm	
PLN122 P+10	35	32	9	42	130
PLN122 ON165+10	27	26	2	29	63
PLN211 P+0	33	31	6	38	114
PLN211 ON165+0	26	28	9	36	53

Tab. 4. Zestawienie porównawcze pomiędzy przemieszczeniami wyznaczonymi obliczeniowo a przemieszczeniami zbadanymi

Typ słupa	Poziom obciążenia zadanych w testach, przy których nastąpiło zniszczenie	Poziom obciążenia obliczeniowych zadanych przy rzeczywistych parametrach stali i osiągniętym wyężeniu powyżej 100%	Zapasy w obciążeniach
	%		
PLN122 P+10	120	112	8
PLN122 ON165+10	110	112	2
PLN211 P+0	115	107	8
PLN211 ON165+0	120	113	7

Tab. 5. Zestawienie porównawcze wyników badań z obliczeniami modelowymi

w postaci wyboczenia ściskanych krawężników.

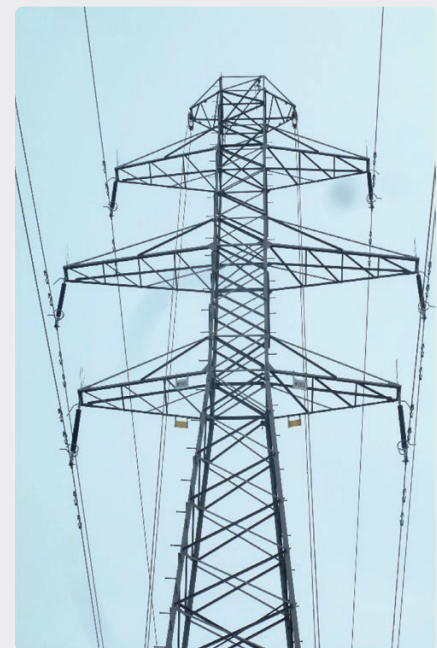
Konstrukcje wsporcze kratowe wymiarowane były ze względu na stan graniczny nośności. Stan graniczny użyteczności nie determinował doboru profili. Wartości ugięć obliczone w programie komputerowym i pomierzone w trakcie badań (zarówno przy obciążeniu 100%, jak i tuż przed zniszczeniem) nie przekroczyły wartości dopuszczalnych normowych, a nawet wykazywały znaczny zapas (ok. 70% dla słupów przelotowych i ok. 50% dla słupów mocnych). Badanie wytrzymałości słupów wykonano z przyjęciem obciążeń obliczeniowych (a nie charakterystycznych, które przyjmuje się dla stanu granicznego użyteczności), zatem porównanie wartości pomierzonych z normowymi ma jedynie charakter orientacyjny. Miarodajne jest porównanie przemieszczenia wyznaczonego w programie na modelu dla obciążenia obliczeniowego i przemieszczenia pomierzonego w badaniu po przyłożeniu 100% wartości tego obciążenia. Różnice są niewielkie (w granicy 10%), co dowodzi poprawności przyjętego modelu oraz procedury obliczeniowej.

Po badaniach przeprowadzone zostały obliczenia na modelu z przyjęciem rzeczywistych wartości wytrzymałości stali zbadanej dla każdego testowanego słupa. Wyznaczono wartości obciążeń, przy których nastąpiłoby przekroczenie nośności, z uwzględnieniem wyników badania stali. Wykazano, że dodatkowo występuje zapas ok. 2–8% w obciążeniach modelowych w stosunku do wartości obciążeń, po których nastąpiłoby zniszczenie. Biorąc pod uwagę zapas wytrzymałości między parametrami normowymi dla stali a rzeczywistymi, zbadanymi w laboratorium, wyężenie konstrukcji obliczone teoretycznie jest bardzo zbliżone do uzyskanego podczas badań. Wielkości wyznaczone na modelu obliczeniowym odpowiadają wielkościom uzyskanym doświadczalnie.

8. Zastosowanie słupów w ramach budowy linii napowietrzno-kablowej 110 kV

W trakcie realizacji zadania inwestycyjnego związanego z przyłączeniem stacji elektroenergetycznej GPZ Daszyna zastosowano pięć różnych typów słupów dwutorowych. Kompleksowy zbiór rozwiązań, jakim jest katalog

słupów, poza uproszczeniem procesu projektowania i budowy pozwoli również na skrócenie czasu usuwania ewentualnych przyszłych awarii.



Fot. 3. Słup PLN211 P na linii 110 kV do GPZ Daszyna

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 23–30. When referring to the article please refer to the original text.

PL

9. Podsumowanie

Zmiana wymagań normowych oraz konieczność przebudowy systemu dystrybucyjnego kraju jest idealną okazją do wprowadzenia udoskonaleń w konstrukcjach wsporczych, uwzględniających aktualne potrzeby rynkowe i techniczne. Podkreślenia wymaga fakt, że przy założeniu udoskonalenia słupów, polegającego na zwiększeniu ich wartości użytkowych, Energa Invest stworzyła słupy, które na przykładzie typowej sekcji odciągowej o długości 2,5 km pozwalają na mniejsze zużycie materiałów do budowy, ograniczają ingerencję w grunt prywatny oraz środowisko naturalne. Szerokie możliwości zastosowania pozwalają na zunifikowanie konstrukcji wsporczych w kraju, przez co umożliwią m.in. szybsze

usuwanie awarii, a posiadanie pełnych modeli obliczeniowych – sprawną ocenę możliwości adaptacji do nietypowych warunków pracy.

Widząc zalety projektu Pylon, dzięki któremu powstał katalog bezpiecznych, ekonomicznych i ustandaryzowanych konstrukcji wsporczych, zespół Energi Invest postanowił wdrożyć swoje rozwiązanie nie tylko na terenie Grupy Energa, ale również na niemal całym obszarze Polski. Dzięki katalogowi możliwa jest unifikacja linii wysokich napięć na bazie jednego rozwiązania, a idea standaryzacji może być przenoszona na innych operatorów sieci dystrybucyjnej. Aktualnie projekt jest rozwijany, trwają prace nad rozszerzeniem katalogu o nowe rozwiązania.

Bibliografia

1. PN-EN 50341-1:2013-03: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 1: Wymagania ogólne – Specyfikacje wspólne.
2. PN-EN 50341-2-22:2016-04: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV – Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski.
3. PN-EN 1993-3-1:2008: Projektowanie konstrukcji stalowych – Część 3-1: Wieże, maszty i kominy – Wieże i maszty.
4. PN-EN-60652:2006: Badania obciążeniowe konstrukcji wsporczych elektroenergetycznych linii napowietrznych.

Anna Scheibe

mgr inż.

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: anna.scheibe@energa.pl

Absolwentka Wydziału Inżynierii Lądowej i Środowiska Politechniki Gdańskiej, kierunek: budownictwo. Od 2009 roku pracuje przy projektowaniu konstrukcji na potrzeby branży elektroenergetycznej. Uczestniczyła w wielu inwestycjach liniowych oraz projektach stacji elektroenergetycznych.

Paweł Szwarczewski

mgr inż.

Energa Invest Sp. z o.o.

e-mail: pawel.szwarczewski@energa.pl

Absolwent Wydziału Mechanicznego Politechniki Gdańskiej, kierunek: mechanika i budowa maszyn, oraz Wydziału Elektrycznego Akademii Morskiej w Gdyni, kierunek: elektrotechnika.

Od 2007 roku zawodowo związany z projektowaniem linii dystrybucyjnych oraz przesyłowych.