

ZASTOSOWANIE METOD GEOSTATYSTYCZNYCH DO ANALIZY PRZESTRZENNEJ ZMIENNOŚCI OBCIĄŻEŃ ELEKTRYCZNYCH DLA OBSZARU POLSKI

APPLICATION OF GEOSTATISTICAL METHODS TO SPATIAL ANALYSIS OF ELECTRICAL LOAD VARIATION OVER AREA OF POLAND

Barbara Namysłowska-Wilczyńska¹, Artur Wilczyński²

¹ Instytut Geotechniki i Hydrotechniki, Politechnika Wrocławska

² Instytut Energoelektryki, Politechnika Wrocławska

Słowa kluczowe: geostatystyka, wariogram, kriging, obciążenie elektryczne

Keywords: geostatistics, variogram, kriging, electrical loads

Wprowadzenie

Powierzchniowe modelowanie obciążeń elektrycznych, a następnie ich prognozowanie jest niezbędnym elementem w podejmowaniu optymalnych decyzji w procesie planowania rozwoju i eksploatacji sieci elektroenergetycznych. Od rezultatów tego modelowania zależy wybór urządzeń elektrycznych oraz ich rozmieszczenie na obszarze, na którym istnieje zapotrzebowanie na energię elektryczną. Natomiast dokładność estymacji średnich obciążeń wpływa na efektywność, ekonomikę i niezawodność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Rola powierzchniowego modelowania obciążeń nabiera szczególnej wagi, zwłaszcza obecnie, gdy rozwijany jest konkurencyjny rynek energii elektrycznej (Carrington, Lodi, 1992; Wilczyński, 2004; Willis, Engel, Buri, 1995; Willis, 2002).

Do przetwarzania, analizowania i modelowania danych dotyczących mocy elektrycznych, odpływających z węzłów sieci najwyższych napięć (przesyłowej) – 220 i 400 kV i sieci zamkniętej – 110 kV (rozdzielczej) dla całego obszaru Polski, zastosowano estymacyjne techniki krigingowe. Zostaną zaprezentowane rezultaty szacowania wartości średnich estymowanych Z^* obciążeń, dla wybranego momentu czasowego, tj. godz. 11:00 w okresie letnim (dla środy w lipcu) w 2001 roku, dla dwóch wymienionych wariantów sieci elektroenergetycznych, z uwzględnieniem krigingu zwyczajnego i krigingu lognormalnego (w modyfikacji blokowej). W przypadku węzłów sieci 220 i 400 kV przedmiot badania stanowiła populacja próbkowa, licząca $N=103$, zaś w odniesieniu do węzłów sieci 110 kV analizowano znacznie większą populację próbkową, o liczebności wynoszącej $N=1029$.

Rezultaty estymacji zostały przedstawione w postaci map rastrowych, na których można obserwować powierzchniowy rozkład mocy elektrycznych pobieranych z rozważanych sieci. Podano także wyniki badania efektywności i jakości przeprowadzonej estymacji wartości średnich Z^* mocy.

Metodologia badawcza

W pierwszym etapie badań do oceny stopnia i charakteru przestrzennej zmienności obciążeń elektrycznych użyto funkcji semiwariogramu. Opracowano bazy danych oryginalnych, zawierające dane związane z informacjami dotyczącymi kolejnych numerów pomiarów i wartościami współrzędnych X i Y, określających lokalizację wykonania pomiarów mocy (węzłów sieciowych, tzw. miejsc dostarczania energii z sieci przesyłowej i dystrybucyjnej), a także z wartościami mocy elektrycznych.

Funkcję semiwariogramu, równą 1/2 wariogramu opisuje następująca zależność (Wackernagel, 1995):

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2n_h} \sum_{i=1}^{n_h} [z(x_i + h) - z(x_i)]^2 \quad (1)$$

gdzie:

$z(x_i + h)$, $z(x_i)$ – wartości mocy elektrycznych w punktach x_i i $x_i + h$, a więc oddalonych od siebie o odległość h ;

n_h – liczba par $(x_i, x_i + h)$ wartości mocy elektrycznych w punktach oddalonych o dystans h , wykorzystywanych w obliczaniu funkcji semiwariogramu $\gamma^*(h)$.

Po wyznaczeniu parametrów analitycznych funkcji teoretycznych semiwariogramów empirycznych, zastosowano estymacyjne techniki – krigingu zwyczajnego i lognormalnego, w modyfikacji blokowej.

Estymator krigingu zwyczajnego (blokowego) przedstawia się następująco:

$$Z_V^* = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} Z(x_{\alpha}) \quad (2)$$

gdzie:

w_{α} – współczynnik wagowy krigingu,

Z_V^{a*} – średnia wartość analizowanego parametru, obliczona na podstawie wartości punktowych $Z(x_{\alpha})$ dla bloku;

a wariancję krigingu zwyczajnego (blokowego) wyraża wzór:

$$\sigma_{BOK}^2 = \lambda - \bar{\gamma}(V, V) + \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} \bar{\gamma}(X_{\alpha}, V) \quad (3)$$

gdzie:

λ – parametr Lagrange'a,

$\bar{\gamma}(V, V)$ – wartość średnia funkcji semiwariogramu między wszystkimi możliwymi kombinacjami punktów w obrębie bloku V ,

$\bar{\gamma}(X_{\alpha}, V)$ – wartość średnia funkcji semiwariogramu między próbką X_{α} i rozważanym blokiem V .

Estymator i względne odchylenie standardowe estymacji, obliczane podczas stosowania krigingu lognormalnego, opisują następujące zależności:

$$Y^* = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha} Y_{\alpha} + \left(1 - \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}\right) m_Y \quad (4)$$

$$\sigma = \frac{\sigma_Z}{M_Z + \beta} \quad (5)$$

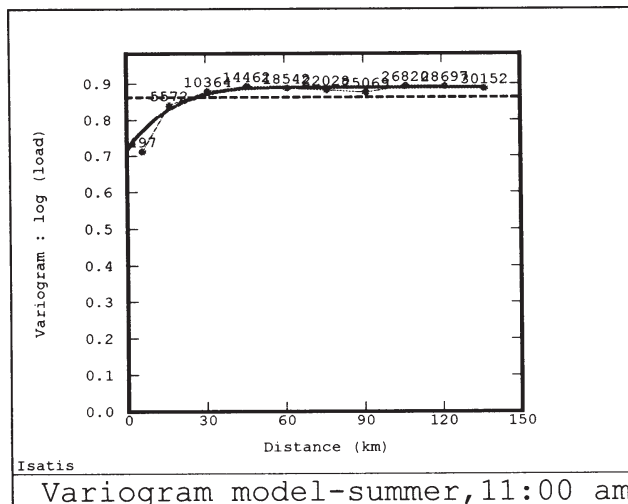
gdzie:

- M_Z – wartość średnia zmiennej oryginalnej (punktowej),
- β – przesunięcie powodujące, iż zmienna Z przybiera wartości dodatnie; zakłada się, iż Y ma rozkład normalny: $Y = \log(Z + \beta)$
- σ_Z – standardowe odchylenie estymacji dla zmiennej oryginalnej,
- $\hat{\sigma}$ – odpowiadające względne odchylenie standardowe estymacji.

Modelowanie semiwariogramów empirycznych

Histogramy rozkładów obciążeń elektrycznych dla analizowanych momentów czasowych i okresów roku są zróżnicowane. W przypadku sieci 110 kV histogramy danych oryginalnych były silnie asymetryczne, skośne dodatnio (współczynniki skośności: 5,57÷6,15) (Namysłowska-Wilczyńska, Wilczyński, 2002, 2003a, 2003b). Natomiast histogramy obciążeń sieci 220 i 400 kV cechowały się wielomodalnością lub były jednomodalne, przy czym współczynniki skośności zawierały się na ogół w granicach od 0,10÷0,50 (3,15 – godz. 3:00, zima). Dla rozważanego momentu (godz. 11:00, lato) współczynniki skośności rozkładów wynosiły odpowiednio 6,01 i 0,10. Izotropowe semiwariogramy empiryczne (rys. 1, 2), obliczono na podstawie danych oryginalnych, dotyczących obciążeń węzłów sieci 220 i 400 kV oraz danych przekształconych mocy w węzłach 110 kV. Ich przebiegi odwzorowują najlepiej modele sferyczne, wykładnicze i kubiczne.

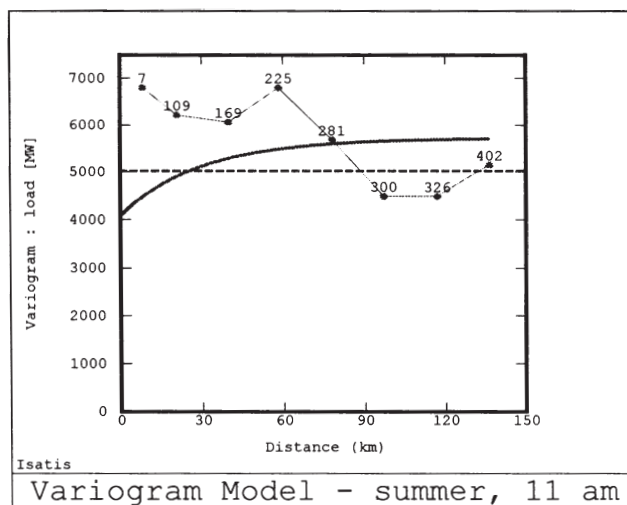
Charakterystyczną cechą przebiegów semiwariogramów mocy, szczególnie w przypadku węzłów sieci 110 kV, jest duży udział składnika losowego U_L – 80 % (efekt samorodków C_0) w ogólnej zmienności obciążeń. Wartości składnika U_L były trochę niższe (70%), jeśli w obliczeniach zastosowano zlogarytmowane (\ln) wartości mocy (rys. 1). Przebieg tego semiwariogramu był bardzo wyrównany, bez widocznych skoków wartości $\gamma(h)$, obserwowanych w przypadku danych oryginalnych. Po wyraźnym wzroście wartości $\gamma(h)$, obejmującym krótki dystans, następuje szybkie ustabilizowanie się wykresu na poziomie odpowiadającym wariancji progowej C (rys. 1.).



Rys. 1. Izotropowy semiwariogram empiryczny zlogarytmowanych wartości obciążeń $[MW]^2$ z dopasowanym modelem teoretycznym dla węzłów sieci 110 kV

Podobne spostrzeżenia dotyczą izotropowego semiwariogramu empirycznego, obliczonego na podstawie danych oryginalnych mocy w węzłach sieci 220 i 400 kV. W przebiegu wykresu wartości funkcji $\gamma(h)$ zaznaczał się również duży udział składnika losowego U_L w ogólnej zmienności obciążeń (ok. 70% – rys. 2). Można dostrzec łagodną tendencję wzrastającą, a następnie wyraźne zmniejszanie się wartości funkcji $\gamma(h)$, po czym ponowne ich zwiększanie się (rys. 2).

Zakres oddziaływania a (skorelowania obserwacji) był dłuższy na semiwariogramie obliczonym dla danych związanych z obciążeniami w sieci 220 i 400 kV ($a = 139$ km) (rys. 2).



Rys. 2. Izotropowy semiwariogram empiryczny obciążeń [MW]² z dopasowanym modelem teoretycznym dla węzłów sieci 220 i 400 kV

Zastosowanie estymacyjnych technik krigingowych

W dalszej kolejności do zobrazowania powierzchniowych zmian wartości średnich estymowanych Z^* obciążeń elektrycznych na obszarze całego kraju wykorzystano różne estymatory krigingowe, jak: kriging zwyczajny, kriging prosty ze średnią globalną i prosty ze średnią lokalną oraz kriging lognormalny, użyte, zarówno w modyfikacji blokowej, jak i punktowej (Namysłowska-Wilczyńska, Wilczyński, 2002, 2003a, 2004a, 2004b, 2004c).

Podstawę szacowania średnich Z^* obciążeń stanowiła siatka bloków elementarnych o wymiarach powierzchni elementarnej 10 km x 10 km, którą pokryto analizowany obszar całego kraju (76 bloków – oś X i 76 bloków – oś Y). W efekcie wykonanej estymacji otrzymano nowe bardzo zasobne bazy danych. Dla centrów bloków elementarnych zostało obliczonych po 5776 wartości różnych parametrów geostatystycznych, łącznie z wartościami współrzędnych X i Y .

Oprócz oszacowania wartości podstawowych parametrów geostatystycznych: średnich estymowanych Z^* i standardowych odchyłeń estymacji σ_k , obliczono jeszcze inne użyteczne parametry, jak wartości sumy wag w_i przydzielanych pomiarom mocy podczas krigingu, wartości sumy dodatnich wag w_p , wartości parametru Lagrange'a, wartości wariancji średnich

Z^* , wartości współczynnika korelacji r między wartościami oryginalnymi Z i średnimi estymowanymi Z^* – Z/Z^* i wartości kowariancji C wartości oryginalnych Z i średnich Z^* – Z/Z^* oraz wartości nachylenia linii regresji Z/Z^* .

Na rysunkach 3 i 4 zaprezentowano dwie mapy rastrowe, pokazujące powierzchniowe rozkłady średnich estymowanych Z^* obciążeń na obszarze całego kraju. Dla danych oryginalnych, związanych z siecią 110 kV, przekształconych na wartości zlogarytmowane (\ln), ze względu na dużą skośność histogramu rozkładu, do estymacji użyto kriging lognormalny (rys. 3) (Namysłowska-Wilczyńska, Wilczyński, 2002). W przypadku węzłów dotyczących sieci 220, 400 kV szacowanie wartości średnich Z^* przeprowadzono natomiast na podstawie danych oryginalnych obciążeń Z , z wykorzystaniem techniki krigingu zwyczajnego (rys. 4).

Na pierwszej mapie rastrowej (rys. 3) występuje kilka centrów obciążeń o największych średnich Z^* , znajdujących się w województwach: pomorskim, śląskim, mazowieckim i dolnośląskim. Natomiast na drugiej mapie zauważa się rozległy obszar o największych obciążeniach Z^* w województwie śląskim, zaś mniejsze podobszary w województwach mazowieckim, kujawsko-pomorskim i łódzkim (rys. 4). Podobszary o najmniejszych poziomach mocy zlokalizowane są w województwach: świętokrzyskim, lubelskim i małopolskim. Strefy o największych średnich Z^* obciążeń odpowiadają rozmieszczeniu w Polsce centrów silnie uprzemysłowionych, a przede wszystkim zakładów energochłonnych. Na obu mapach przedstawiających zmienność średnich Z^* obciążeń w warunkach uwzględnienia dwóch różnych sieci elektroenergetycznych (rys. 3, 4) wyróżnia się rejon śląski.

Uzyskane wartości podstawowych parametrów geostatystycznych wskazują na bardzo dobre rezultaty estymacji średnich Z^* obciążeń dla obszaru kraju (tab. 1). Współczynniki zmienności V świadczą o małej i bardzo małej zmienności wartości średnich estymowanych Z^* , standardowego odchylenia estymacji σ_k i względnego odchylenia standardowego estymacji (tab. 1).

Obrazy rozkładu wartości średnich Z^* mocy, widoczne na mapach rastrowych (rys. 3, 4), przedstawiono ponadto w postaci blokdiagramów przestrzennych (rys. 5, 6). Pozwala to rozszerzyć wiedzę na temat rozmieszczenia podobszarów cechujących się dużą pewnością wykonanych estymacji średnich Z^* , jak też zlokalizowania takich podobszarów, dla których

Tabela 1. Globalne statystyki wartości podstawowych parametrów geostatystycznych obciążeń w węzłach sieci elektroenergetycznych dla godz. 11:00 w okresie letnim 2001 r.

Rodzaj sieci i technika krigingu	Parametr geostatystyczny	Wartość minimalna X_{min} [MW]	Wartość maksymalna X_{max} [MW]	Wartość średnia X [MW]	Odchylenie standardowe S [MW]	Współczynnik zmienności V [%]
Sieć 110 kV (kriging log-normalny)	średnia wartość estymowana Z^*	5,77	22,21	10,37	1,95	18,77
	względne odchylenie standardowe estymacji $\hat{\sigma}$	0,26	0,39	0,34	0,03	9,38
Sieć 220, 400 kV (kriging zwyczajny)	średnia wartość estymowana Z^*	87,50	197,19	142,59	12,35	8,66
	standardowe odchylenie estymacji σ_k	25,23	39,63	36,28	2,67	7,36

uzyskane oceny krigingowe (średnie Z^*) można uznać za dość „niepewne” w sensie oszacowania średnich Z^* .

W rezultacie przeprowadzonego oszacowania z użyciem różnych technik krigingowych uzyskano bogaty zbiór map rastrowych i blokdiagramów powierzchni estymacyjnych dla dwóch parametrów geostatystycznych – średnich Z^* i wartości standardowych odchyłeń estymacji σ_k (Namysłowska-Wilczyńska, Wilczyński, 2002, 2003a, 2004a, 2000b).

Rozkłady wartości względnego odchylenia standardowego estymacji $\check{\sigma}$ i standardowego odchylenia estymacji σ_k , obliczonych podczas stosowania krigingu lognormalnego i krigingu zwykłego, pokazano na mapach rastrowych (rys. 7, 8). W pierwszym przypadku (sieć 110 kV) jest to otoczka wokół średnich Z^* i nie należy jej traktować jako błąd estymacji (rys. 7). Zakres wartości względnego odchylenia standardowego estymacji $\check{\sigma}$ mieści się w granicach od $0,28 \div 0,46$ MW (rys. 7). Przeważają wartości $\check{\sigma}$ od $0,31 \div 0,39$.

W drugim przypadku (sieć 220, 400 kV) najmniejsze wartości standardowego odchylenia estymacji σ_k ($25 \div 28$ MW) charakteryzują przede wszystkim rejon śląski, który jest najgęściej opróbowany na obszarze kraju (rys. 8). Jest to podobszar o rozciągłości wzdłuż kierunku północ-południe. Mniejsze wartości odchyłeń σ_k cechują podobszary wokół węzłów sieciowych, znacznie zwiększając się pomiędzy nimi. Nie stwierdza się występowania tak rozległego obszaru o najmniejszych i mniejszych wartościach odchyłeń σ_k , jaki obserwowano na podstawie rezultatów dotyczących godz. 3:00 okresu letniego 2001 r. (Namysłowska-Wilczyńska, Wilczyński, 2002, 2004a).

Badanie efektywności i jakości estymacji

Spośród innych parametrów geostatystycznych, wyznaczonych również podczas obliczeń krigingowych (poprzedni rozdział), ze względu na ograniczone ramy artykułu, zdemonstrowano obrazy rastrowe rozkładów tylko 3 parametrów, tj. wartości średnich Z^* wartości sumy dodatnich wag w_p , współczynnika korelacji liniowej r i kowariancji C zależności Z/Z^* .

Na mapach rastrowych (rys. 9, 10) przedstawiono powierzchniowe rozkłady wartości sumy dodatnich wag w_i przydzielanych próbkom podczas estymacji średnich Z^* obciążeń dla dwóch rodzajów sieci elektroenergetycznej i użytych estymatorów. Podczas realizowania krigingu lognormalnego dla sieci 110 kV obliczane są wartości tylko dwóch podstawowych parametrów geostatystycznych, średnich Z^* i względnego odchylenia standardowego estymacji $\check{\sigma}$. Z tego względu dla sieci 110 kV pokazano wyniki uzyskane z wykorzystaniem krigingu prostego ze średnią lokalną, zaś dla sieci 220 i 400 kV – z użyciem krigingu zwykłego, które umożliwiają obliczenie jeszcze innych parametrów.

Dla przeważającej części obszaru kraju uzyskano bardzo wysokie wartości sumy dodatnich wag w_i , sięgające przedziału $0,88-1,00$ (rys. 9). Ta mapa rastrowa została obliczona dla sieci 110 kV, w warunkach bardzo gęstego opróbowania (rys. 9). Większość danych – punktów „szacujących”, wykorzystywanych do estymacji średnich Z^* obciążeń, wносиła bardzo ważne informacje i uzyskała wysokie dodatnie wagi w_i . Można uznać, iż taki obraz zmienności dla znacznej części obszaru (z wyłączeniem północnych i północno-wschodnich podobszarów) jest dość wiarygodny.

Natomiast na mapie rastrowej, przedstawiającej wyniki obliczeń dla sieci 220, 400 kV, wykonanych w warunkach stosunkowo rzadkiej sieci opróbowania, największe sumy dodatnich wag w_i (w zakresie 0,77–0,85) charakteryzują obszar śląski, gdzie wykonano największą liczbę pomiarów obciążeń (rys. 10). Stąd rezultaty estymacji dla tego rejonu są najbardziej wiarygodne. W pozostałej części obszaru kraju wartości sumy dodatnich wag w_i nie osiągają wielkości 1, mieszcząc się w granicach od 0,50–0,60. Niektóre próbki wykorzystane do estymacji uzyskały wagi mniejsze od 0,50, a nawet były zerowe.

Podczas szacowania wartości średnich Z^* obciążeń dla danych dotyczących sieci 110 kV, warunek uniwersalności sumy wag, wynoszącej 1, obowiązujący w kriginu zwyczajnym, został spełniony, bez względu na użyty estymator (tab. 2). Podobnie przedstawiają się wyniki obliczeń wykonanych na podstawie danych związanych z siecią 220, 400 kV, za pomocą kriginu zwyczajnego (tab. 2). Miarę efektywności zastosowanych estymatorów kriginowych stanowią obrazy zmienności korelacji przestrzennej na mapach rastrowych rozkładu wartości współczynnika korelacji liniowej r (rys. 11, 12). Na mapie rastrowej rozkładu wartości współczynnika r pomiędzy wartościami oryginalnymi Z i średnimi estymowanymi Z^* obciążeń, obliczonej dla sieci 110 kV, można dostrzec silną współzależność wartości Z/Z^* . Zaznacza się ona na przeważającej części rozpatrywanego obszaru kraju (rys. 11).

Tabela 2. Globalne statystyki wartości sumy dodatnich wag dla dwóch sieci elektroenergetycznych – godz. 11:00 w okresie letnim 2001 r.

Rodzaj sieci i technika kriginu	Parametr geostatystyczny	Wartość minimalna X_{min}	Wartość maksymalna X_{max}	Wartość średnia X	Odchylenie standardowe S	Współczynnik zmienności V [%]
Sieć 110 kV; krigin zwyczajny i prosty ze średnią lokalną	wartość sumy dodatnich wag w_i	1,00	1,26	1,08	0,05	4,99
	wartość sumy dodatnich wag w_i	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
Sieć 220, 400 kV; krigin zwyczajny i prosty ze średnią lokalną	wartość sumy dodatnich wag w_i	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
	wartość sumy dodatnich wag w_i	0,00	0,85	0,35	0,20	56,17

Największe wartości r wahają się w granicach od 0,70÷0,83, świadcząc o bardzo wysokiej korelacji. W północnej i północno-wschodniej części kraju związek ten na ogół jest wyraźny, ale nieco słabszy (r : 0,50÷0,60).

Obraz zmienności widoczny na mapie rastrowej rozkładu wartości współczynnika korelacji r pomiędzy wartościami oryginalnymi Z i średnimi estymowanymi Z^* obciążeń dla sieci 220, 400 kV, jest w dużej mierze odzwierciedleniem rozmieszczenia na obszarze kraju rozważanej mało licznej populacji próbkowej (rys. 12). Największe wartości r sięgają przedziału od 0,65÷0,75, zaś najmniejsze wartości r reprezentują zakres zmian od 0,16÷0,60. Największy podobszar o wysokich wartościach r , rozciągnięty wzdłuż kierunku północ-południe, jest zlokalizowany w regionie śląskim, zaś mniejsze takie centra znajdują się w województwach mazowieckim i dolnośląskim.

Obrazy rastrowe kowariancji przestrzennej C (rys. 13, 14) pokazują liniową zależność między parami analizowanych zmiennych, tj. Z i Z^* , na rozpatrywanym obszarze kraju. Największe wartości parametru C charakteryzują rozległą powierzchnię obszaru kraju, a zwłaszcza pas środkowy, południowy i część południowo-zachodniego, co szczególnie obserwuje się na mapie dotyczącej węzłów sieci 110 kV (rys. 13). Zależność wartości Z i Z^* zaznacza się bardzo wyraźnie na znacznym obszarze.

Tymczasem na mapie rastrowej rozkładu kowariancji C , obliczonej na podstawie danych pomierzonych w węzłach sieci 220, 400 kV, największe wartości Z^* parametru C są obserwowane na bardzo małym podobszarze występującym w regionie śląskim (rys. 14). Na pozostałym obszarze kraju siła tego związku wyraźnie słabnie.

Wartości współczynników zmienności V świadczą o dużej zmienności wartości współczynnika korelacji r między wartościami oryginalnymi i estymowanymi Z/Z^* , w zakresach od (47,73÷60,7% – sieć 110 kV) i (57,65÷79,91% – sieć 220, 400 kV) na rozpatrywanym obszarze kraju (tab. 3). Na niektórych podobszarach występują wysokie wartości maksymalne współczynnika korelacji r dla Z/Z^* , bez względu na rodzaj rozważanej populacji próbkowej i jej liczebności (tab. 3).

Jeśli szacowano dane dotyczące obciążeń w warunkach sieci 110 kV uzyskiwano większe wartości średnie współczynnika r . Należy podkreślić, iż pomimo istniejącej bardzo dużej różnicy między liczebnościami rozważanych populacji współczynnik V osiąga niewiele większą wartość w przypadku szacowania danych dla sieci 220, 400 kV (tab. 3). Identyczne uwagi można poczynić w odniesieniu do skali obserwowanych zmian wartości kowariancji C dla Z/Z^* na obszarze kraju (tab. 3).

Tabela 3. Globalne statystyki wartości parametrów geostatystycznych obciążeń dla dwóch sieci elektroenergetycznych – godz. 11:00 w okresie letnim 2001 r.

Rodzaj sieci i technika krigingu	Parametr geostatystyczny	Wartość minimalna X_{min}	Wartość maksymalna X_{max}	Wartość średnia X	Odchylenie standardowe S	Współczynnik zmienności V [%]
Sieć 110 kV; kriging prosty ze średnią lokalną	współczynnik korelacji r między wartościami Z/Z^*	0,00	0,83	0,54	0,26	47,73
	wartość kowariancji C dla wartości Z/Z^*	0,00	57,75	30,19	17,41	57,65
Sieć 220, 400 kV; kriging zwyczajny	współczynnik korelacji r między wartościami Z/Z^*	0,00	0,75	0,29	0,18	60,70
	wartość kowariancji C dla wartości Z/Z^*	0,38	845,14	210,50	168,21	79,91

Podsumowanie

Powierzchniowa estymacja średnich obciążeń elektrycznych Z^* dla godz. 11:00, w okresie letnim 2001 r., została wykonana dla różnych wariantów sieci elektroenergetycznych, reprezentowanych przez dwie populacje próbkowe, pokrywające cały obszar kraju, które jednak zdecydowanie różniły się liczebnościami pomiarów. Przedstawiono najważniejsze re-

zultaty estymacji z zastosowaniem krigingu lognormalnego i krigingu zwyczajnego (w modyfikacji blokowej), dokonując ich przestrzennej wizualizacji w postaci map rastrowych i blokdiagramów. Pozwoliło to zorientować się w przestrzennym rozkładzie mocy pobieranych z rozpatrywanych sieci elektroenergetycznych, zarówno na podobszarach rzadko jak i gęsto opróbowanych.

Rezultaty estymacji średnich Z^* obciążeń elektrycznych, uzyskane w warunkach gęstszego opróbowania (przypadek sieci 110 kV) należy uznać za bardziej wiarygodne. Potwierdzają to obrazy rastrowe przestrzennej korelacji r wartości oryginalnych i estymowanych Z/Z^* , kowariancji C wartości Z/Z^* oraz sumy dodatnich wag w_i . Współczynniki zmienności V , obliczone dla średnich estymowanych Z^* i wartości standardowych odchyłeń estymacji σ_k obciążeń podkreślają charakter zmian procesów obciążeń występujących w obu rodzajach sieci. Modelowanie obciążeń elektrycznych dotyczyło różnorodnej populacji próbkowej wartości mocy, obejmującej obszar całego kraju, co powoduje, że proces zmienności obciążeń cechuje się znaczną niejednorodnością. Z pewnością, lepsze rezultaty modelowania można by osiągnąć, gdyby przedmiotem szacowania były mniejsze obszary kraju – regiony cechujące się większą jednorodnością mocy w węzłach sieciowych.

Opracowany model geostatystyczny zmienności obciążeń dla obszaru Polski może być użyteczny w procesie zarządzania systemem elektroenergetycznym oraz w planowaniu jego rozwoju, przyczyniając się tym samym do zmniejszenia wystąpienia stanów zagrożenia normalnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz poprawy efektywności jego funkcjonowania. Dotyczy to dwóch poziomów hierarchii zarządzania systemem elektroenergetycznym, mianowicie poziomu dystrybucji, obejmującego sieć 110 kV oraz poziomu przesyłu dotyczącego sieci najwyższych napięć 220 i 400 kV.

Literatura

- Carrington J. L., Lodi P. V., 1992: Time-Tagged-State Transition Model for Spatial Forecasting of Metropolitan Energy Demand, *Electricity Modern*, Vol. 3, No. 4, Barcelona December.
- Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., 2002: Analiza obciążeń sieci NN i 110 kV zamkniętej z wykorzystaniem optymalizacji geostatystycznej. Część I. Raport serii SPR nr 13/2002, wykonany na zlecenie PSE S.A., Instytut Geotechniki i Hydrotechniki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., 2003a: Analiza obciążeń sieci NN i 110 kV zamkniętej z wykorzystaniem optymalizacji geostatystycznej. Część II. Raport serii SPR nr 6/2003, wykonany na zlecenie PSE S.A., Instytut Geotechniki i Hydrotechniki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., 2003b: Funkcja wariogramu jako narzędzie badania zmienności obciążeń elektrycznych w układzie powierzchniowym, *Elektroenergetyka* nr 4, s. 18-34.
- Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., Tymorek A., 2004a: Modelowanie powierzchniowe obrazu zmian obciążeń elektrycznych z zastosowaniem krigingu lognormalnego, *Elektroenergetyka* nr 1, s. 1-15.
- Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., 2004b: Inteligentne Metody Komputerowe Dla Nauki, Technologii i Gospodarki, pr. zbiorowa pod red. Zbigniewa Kierzkowskiego Sorus, Warszawa - Poznań, rozdział V: Wybrane Badania Przedmiotowe i Rozwiązania Eksperymentalne. artykuł pt. Przetwarzanie danych z zastosowaniem metod statystyki przestrzennej, publikacja Polskiego Komitetu Narodowego ds. Współpracy z CODATA/ICSU przy Prezydium PAN, ss. 249-257.
- Namysłowska-Wilczyńska B., Wilczyński A., 2004c: Spatial Electrical Loads Modelling by Geostatistical Methods. 19th International CODATA Conference The Information Society: New Horizons For Science, organized by CODATA ICSU, Berlin 7-10.11, Germany, Paper na Poster Session, 9.11.04. <http://www.codata.org/04conf/abstracts/Posters/index.html>.

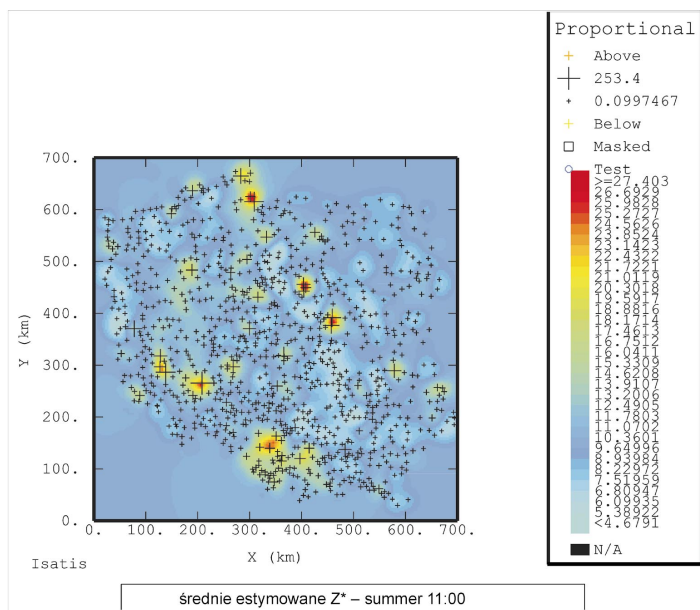
- Wilczyński A., 2004: Modelowanie powierzchniowe obciążeń elektrycznych z wykorzystaniem estymacyjnej metody krigingowej, *Archiwum Energetyki*, tom XXXIII, nr 1-2, s. 31-50.
- Wackernagel H., 1995: *Multivariate Geostatistics*, Springer - Verlag Berlin, Heidelberg, New York.
- Willis H.L., 2002: *Spatial Electric Load Forecasting*, Marcel Dekker, Inc., New York, Basel.
- Willis H.L., Engel M. V., Buri M. J., 1995: *Spatial Load Forecasting*, IEEE Computer Applications in Power, April.

Summary

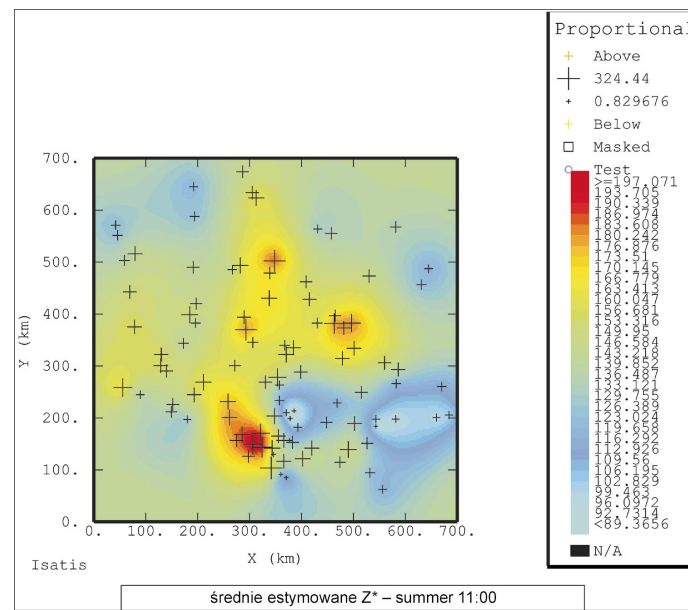
Estimation kriging techniques were used to analyse data on electrical loads measured at the nodes of 220 and 400 kV transmission network and a 110 kV closed network over the whole area of Poland. The data were for a selected moment in time, i.e. 11 a.m. in the summer season (a Wednesday in July) in 2001. A sample population of $N=103$ and a much larger sample population of $N=1029$ were analysed for respectively the 220 and 400 kV transmission network and the 110 kV network. Original databases containing information on: the numbers of successive measurements, the values of coordinates X and Y (specifying the locations where the power measurements were performed) and the investigated parameter - electrical power). First semivariogram function $\gamma(h)$ was used to analyse the degree and character of electric load variation. Then different kriging estimators, such as ordinary kriging and lognormal kriging, were used to represent the superficial variation in estimated electrical load averages Z^ over the whole territory of Poland. Isotropic semivariograms, computed for the given moment in time, are best approximated by spherical, exponential and cubic models. Empirical semivariograms based on the power data are characterized by a large share of random component U_L (the C_0 nugget effect) in the overall load variability, regardless of the power network variant. Then the whole territory of Poland was covered with a grid of 10 km x 10 km elementary blocks in order to estimate electrical power averages Z^* . For 5776 elementary block centres different geostatistical parameters, including coordinates X and Y (estimated averages Z^* and standard deviations estimation σ_k in their number), were computed. Also the effectiveness and quality of the estimation of the power averages Z^* were examined. Besides the basic geostatistical parameters Z^* and σ_k , also other major parameters, including the sum of positive weights w_i assigned to power measurements in kriging, correlation r between the original Z values and estimated averages Z^* and covariance C of original Z values and estimated averages Z^* were computed. As a result, new, very comprehensive databases were obtained. They were used to compute raster maps, isoline maps and spatial blockdiagrams. The spatial visualization of the obtained pictures of power variation for the area of Poland reveals subareas of highly reliable estimation of averages Z^* and subareas for which the kriged estimates (averages Z^*) are rather unreliable.*

dr hab. Barbara Namysłowska-Wilczyńska prof. PWr.
b.namyslowska-wilczynska@pwr.wroc.pl

dr hab. Artur Wilczyński prof. PWr.
Inst.Energ@pwr.wroc.pl

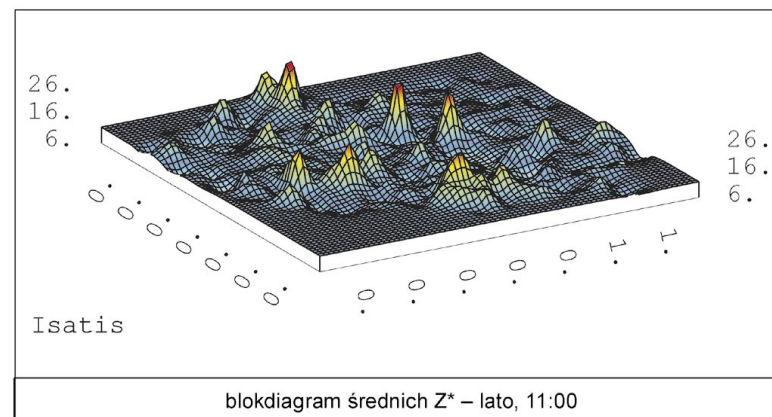


Rys. 3. Mapa rastrowa średnich estymowanych Z^* [MW] obciążeń elektrycznych dla sieci 110 kV; kriging lognormalny

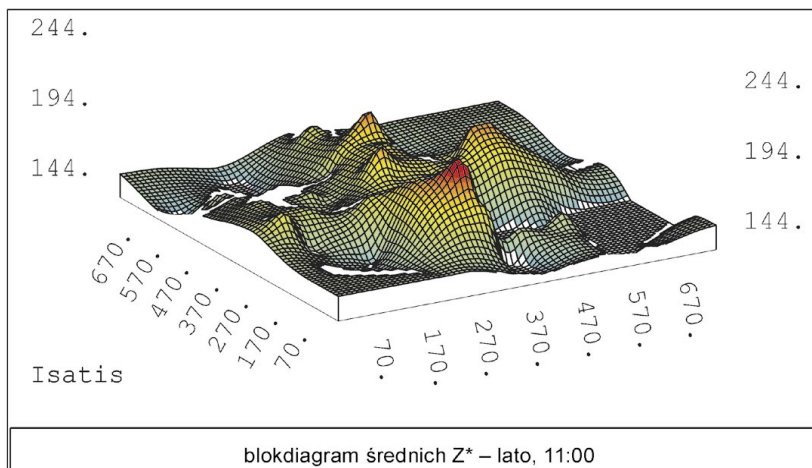


Rys. 4. Mapa rastrowa średnich estymowanych Z^* [MW] obciążeń elektrycznych dla sieci 220 i 400 kV; kriging zwyczajny

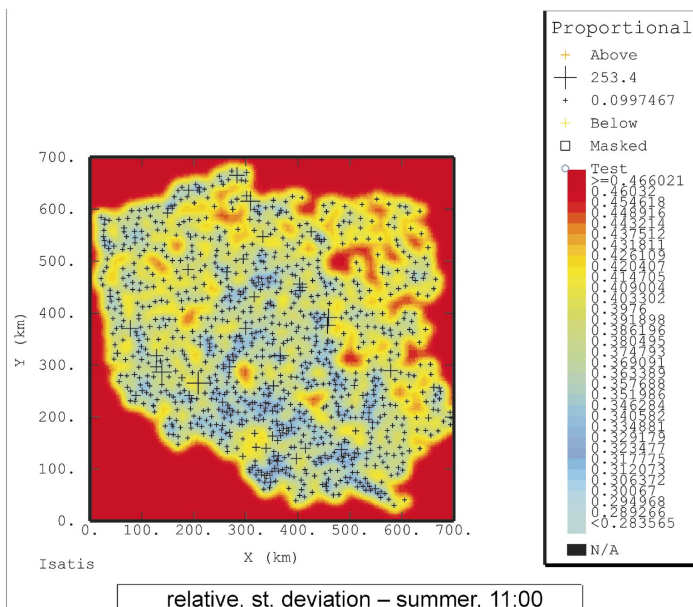
Rys. 5. Blokdiagram przestrzenny powierzchni estymacyjnej Z^* obciążeń elektrycznych dla sieci 110 kV; kriging lognormalny



Rys. 6. Blokdiagram przestrzenny powierzchni estymacyjnej Z^* obciążeń elektrycznych dla sieci 220 i 400 kV; kriging zwyczajny

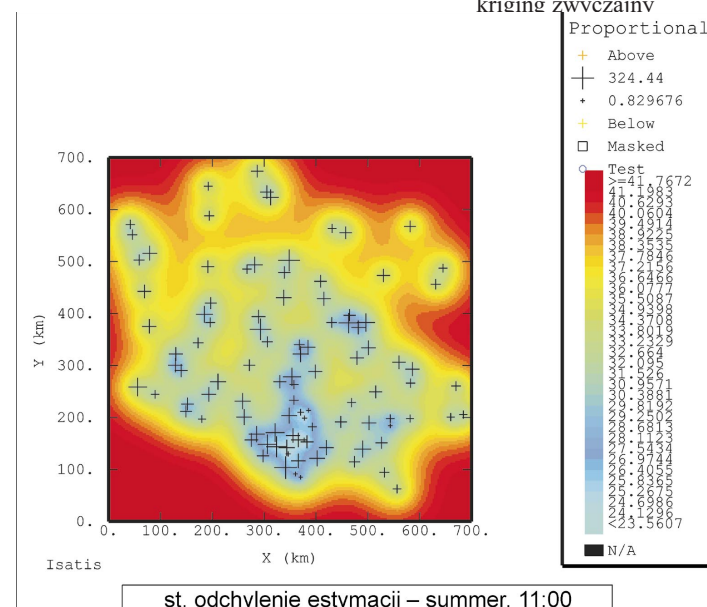


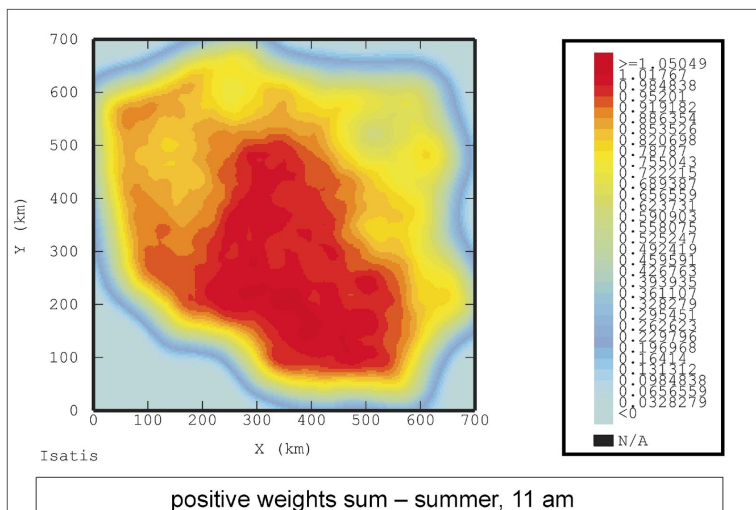
Rys. 7. Mapa rastrowa względnego odchylenia standardowego estymacji obciążeń elektrycznych dla sieci 110 kV; kriging lognormalny



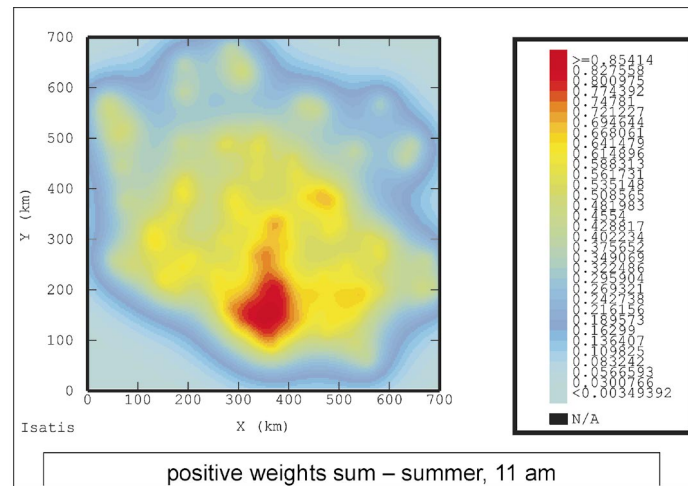
Rys. 8. Mapa rastrowa standardowego odchylenia estymacji σ_k [MW] obciążeń elektrycznych dla sieci 220 i 400 kV;

kriging zwyczajny

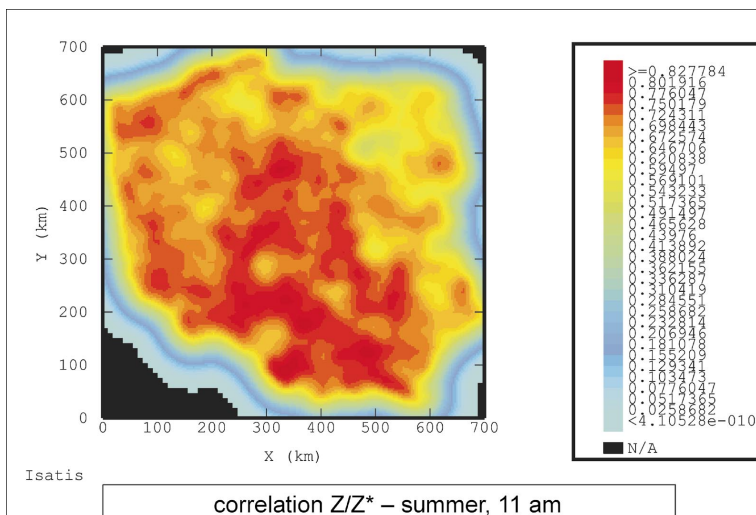




9



10

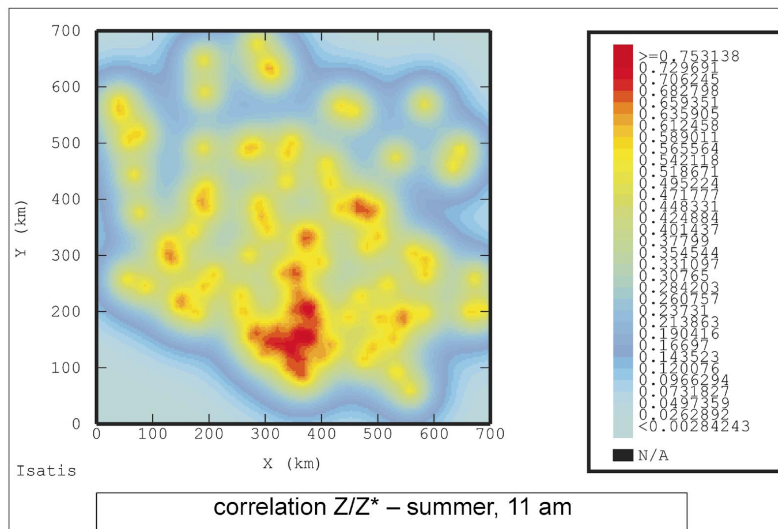


11

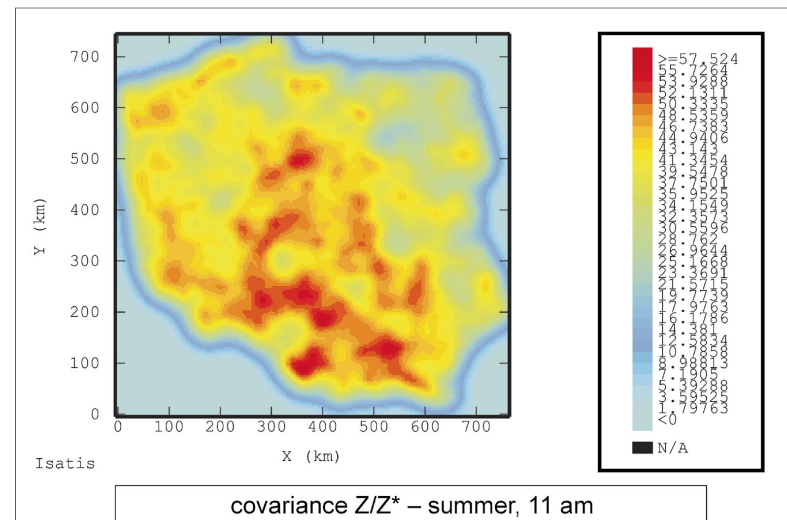
Rys. 9. Mapa rastrowa wartości sumy dodatnich wag w_i dla sieci 110 kV; kriging prosty ze średnią lokalną

Rys. 10. Mapa rastrowa wartości sumy dodatnich wag w_i dla sieci 220 i 400 kV; kriging zwyczajny

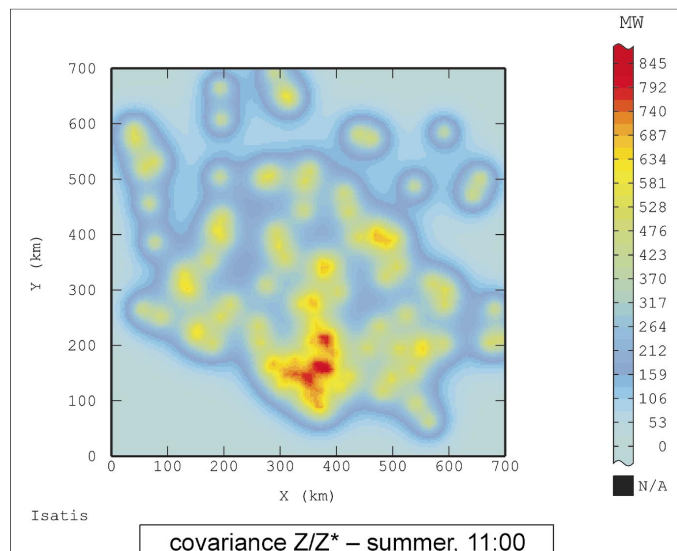
Rys. 11. Mapa rastrowa współczynnika korelacji liniowej r pomiędzy wartościami Z i Z^* obciążeń dla sieci 110 kV; kriging prosty ze średnią lokalną



12



13



14

Rys. 12. Mapa rastrowa współczynnika korelacji liniowej r pomiędzy wartościami Z i Z^* obciążeń dla sieci 220 i 400 kV; kriging zwyczajny

Rys. 13. Mapa rastrowa kowariancji C [MW]² wartości Z i Z^* obciążeń dla sieci 110 kV; kriging prosty ze średnią lokalną

Rys. 14. Mapa rastrowa kowariancji C [MW]² wartości Z i Z^* obciążeń dla sieci 220, 400 kV; kriging zwyczajny