

15. PROBLEMY EKOLOGICZNE TRANSFORMATORÓW ENERGETYCZNYCH

15.1. Wstęp

Transformator energetyczny jest urządzeniem nie stwarzającym szczególnie dokuczliwych problemów ekologicznych. Tym niemniej współczesne przemiany świadomości społeczeństw wymuszają proekologiczne spojrzenie na każde urządzenie techniczne, szczególnie jeśli występuje powszechnie i w dużej liczbie egzemplarzy. Do zagadnień ekologicznych związanych z budową i eksploatacją transformatorów należy zaliczyć: straty mocy, ochronę gruntów, ochronę zwierząt i ludzi, hałas i wibracje.

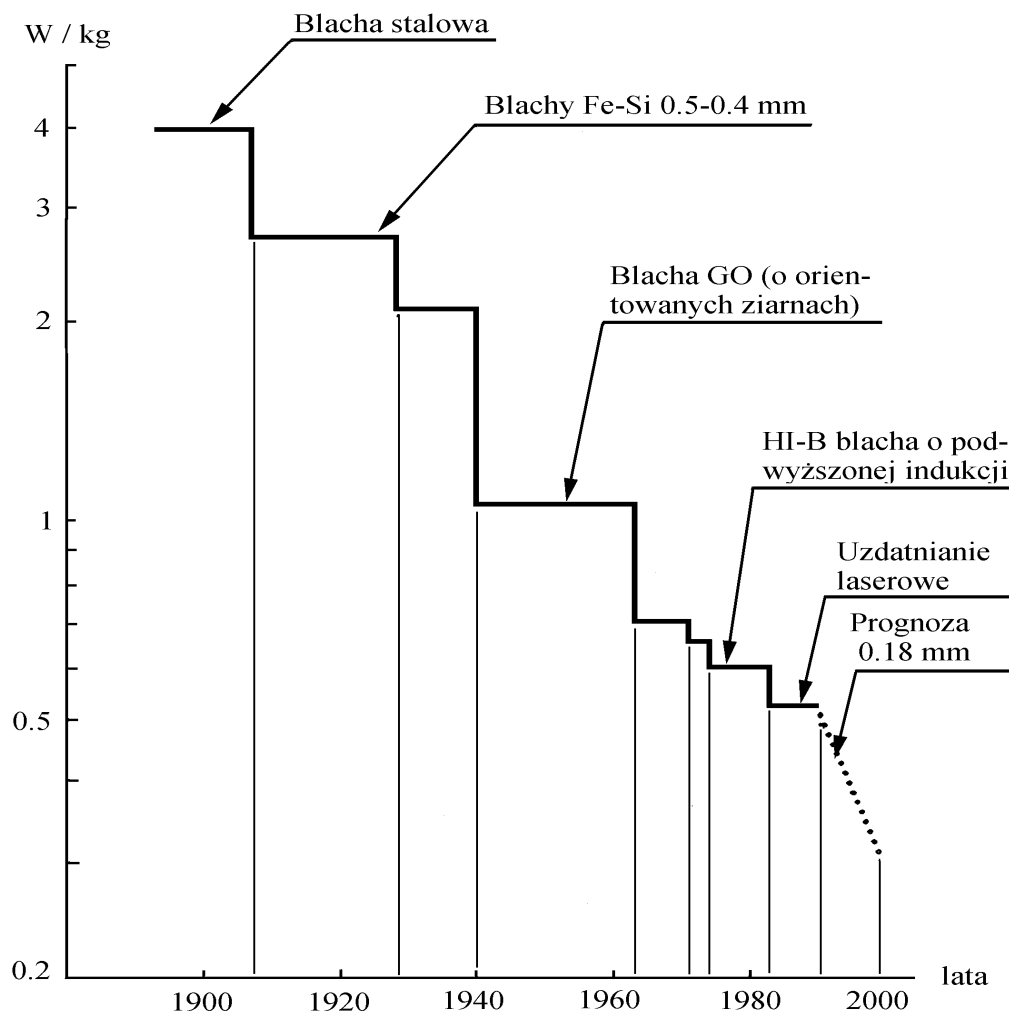
Większość transformatorów jest instalowana w obrębie terenów zamkniętych dla osób postronnych (np. stacji elektroenergetycznych), lecz transformatory rozdzielcze mogą być również dostępne dla osób nie związanych z energetyką. Poniżej podjęto próbę zestawienia współczesnych poglądów, odnoszących się do problematyki ekologicznej związanej z transformatorami.

15.2. Straty mocy

Każda oszczędność energii użytkowej zapewnia zmniejszenie szkodliwego oddziaływania na środowisko. Jednakże pozytywne efekty ekologiczne powstają nie w miejscu użytkowania energii, lecz w etapie jej wytwarzania (w elektrowniach). W Polsce, gdzie podstawowym źródłem energii są paliwa chemiczne, spalanie których zanieczyszcza środowisko, jest to szczególnie istotne. Zatem ograniczenie strat mocy w transformatorach jest takim samym zagadnieniem, jak lansowanie energooszczędnych źródeł światła lub innych urządzeń powszechnego użytku. Jest to problem producentów transformatorów i projektantów systemu elektroenergetycznego. Zawiera się w tym również zagadnienie właściwego doboru do przewidywanych warunków pracy i obciążeń.

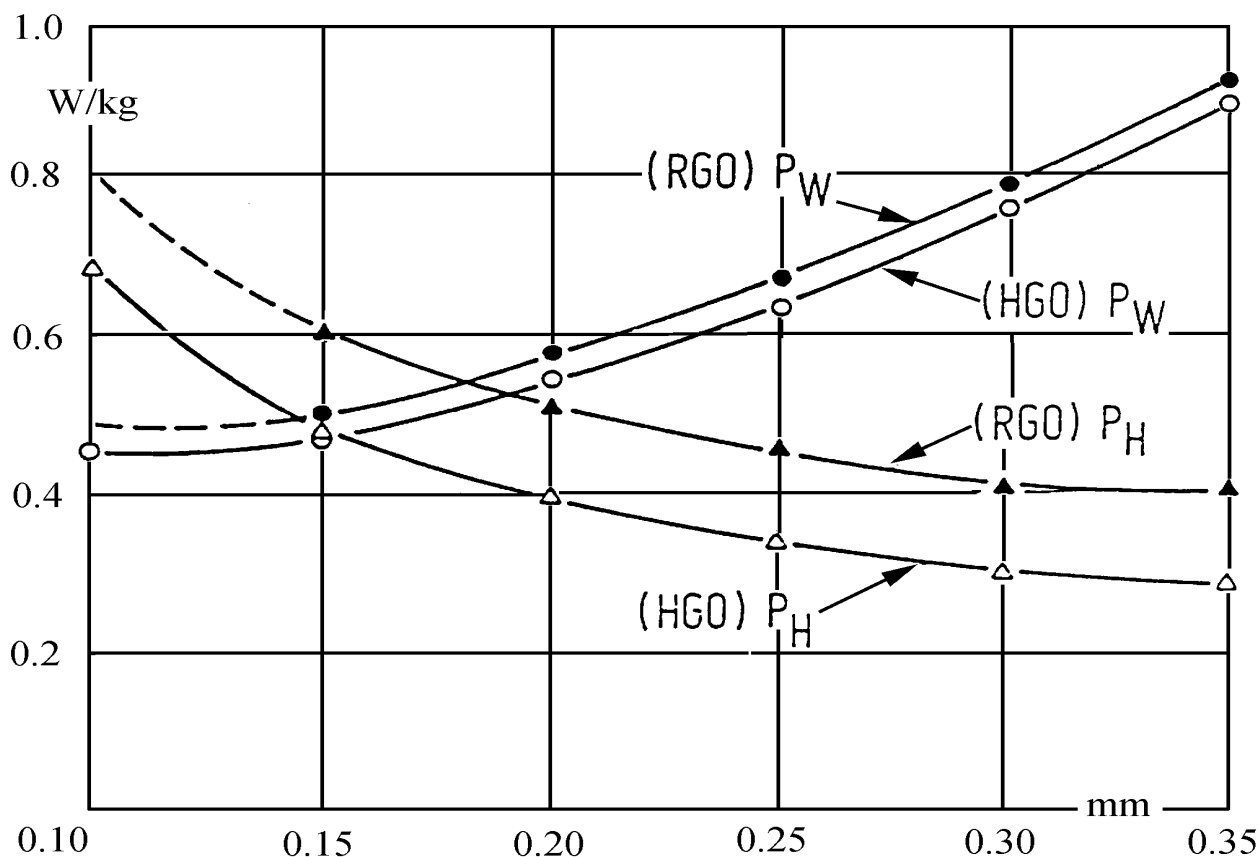
Straty jałowe w transformatorach można zmniejszyć poprzez zmniejszenie grubości blach krzemowych transformatorowych do 0.15 mm i naświetlanie blach laserem impulsowym dla ustabilizowania domen magnetycznych [4]. W przyszłości problem ten może być rozwiązany również poprzez budowę rdzeni transformatorów ze stali amorficznej (metglass, power-core), co pozwala zmniejszyć straty w stali do ok. 50%. Na kolejnych rys. 15.1 – 15.4 przedstawiono zależności pozwalające minimalizować jałowe straty mocy powstające w transformatorach.

Na rys. 15.1 pokazano, jak zmniejszały się straty jałowe w miarę unowocześniania blachy transformatorowej.



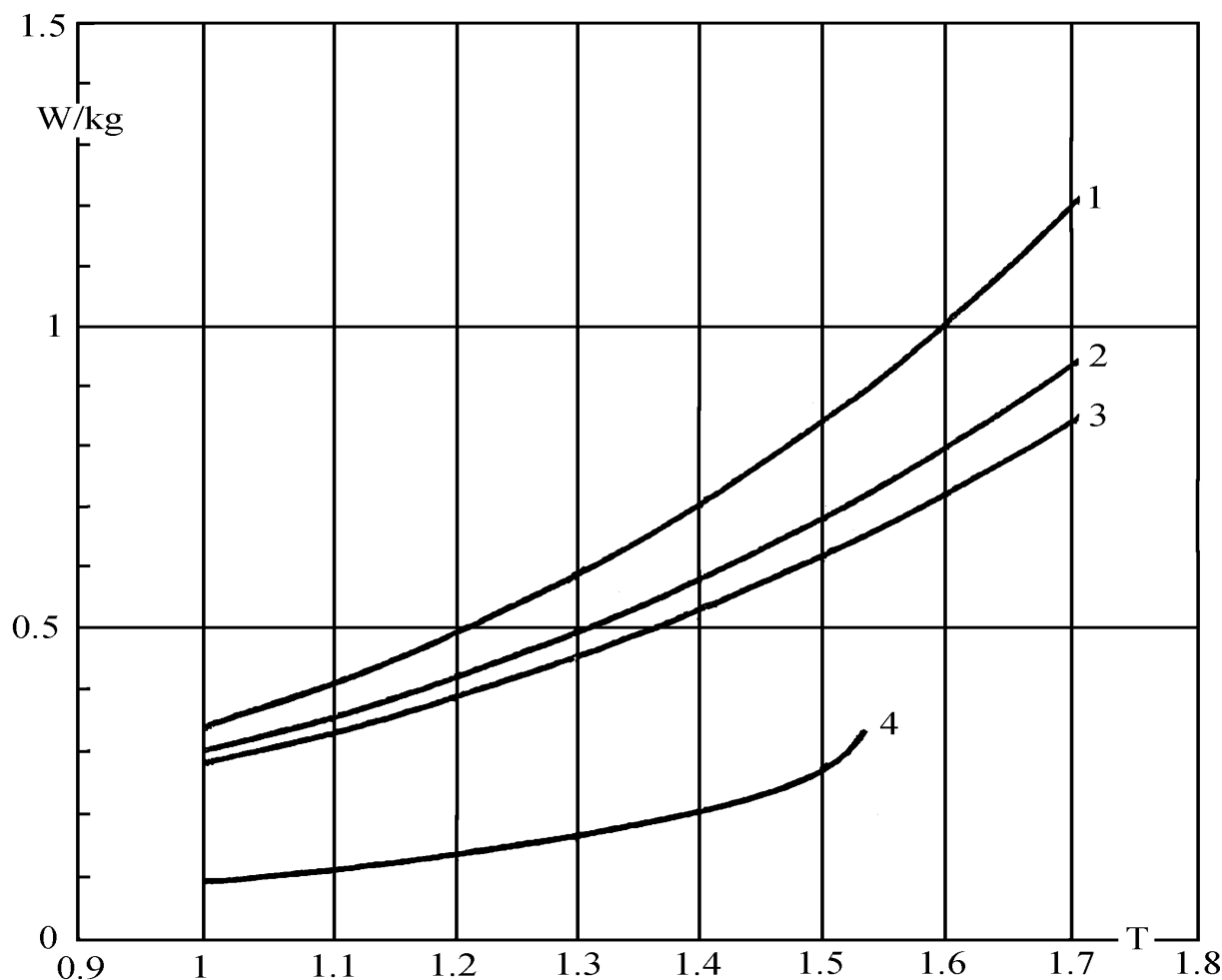
Rys. 15.1. Tendencja do zmniejszania się strat jałowych (przy indukcji 1.5 T) w miarę unowocześniania materiałów magnetycznych [4]

Rys. 15.2 wykazuje, że istnieje pewna optymalna grubość blachy, przy której suma strat jałowych (straty histerezyowe i wiroprowadowe) będzie najmniejsza.



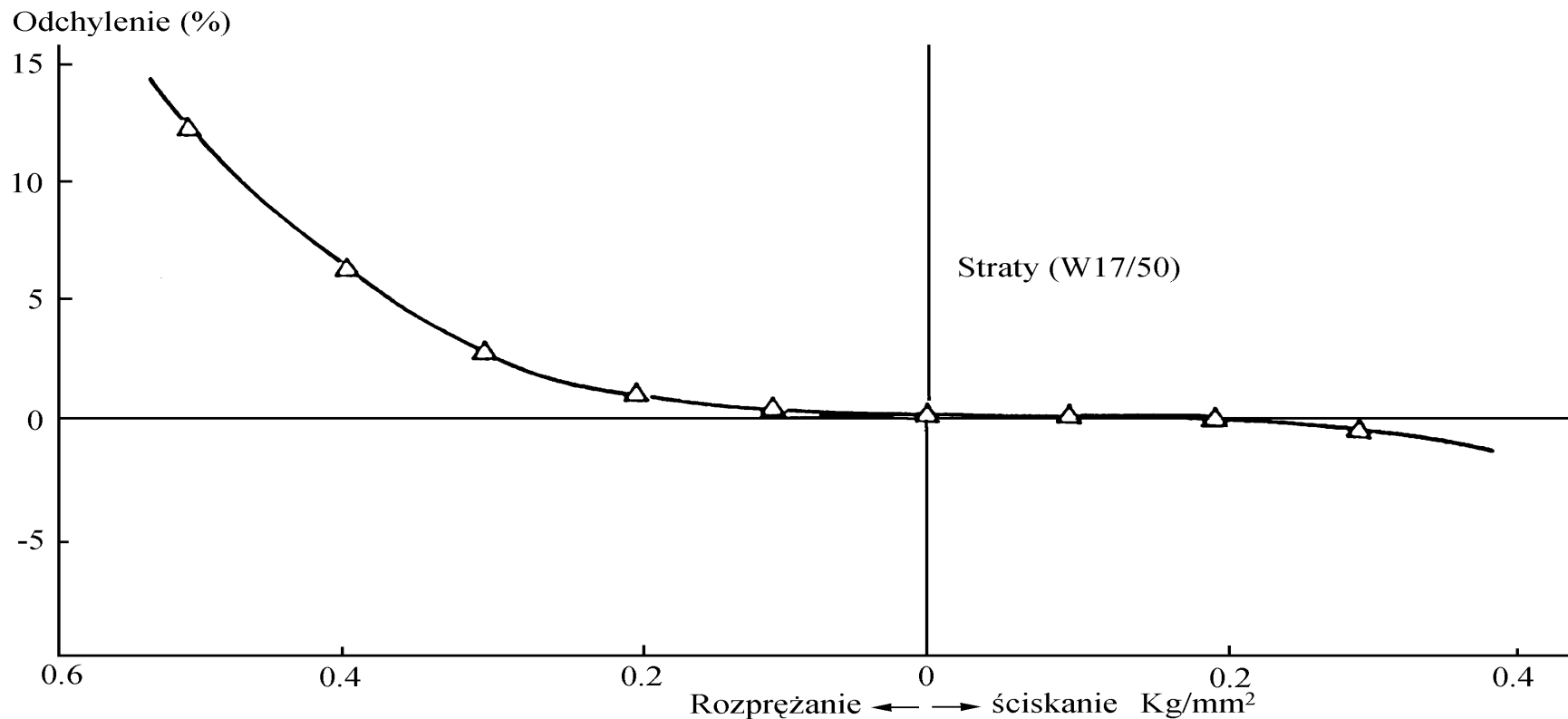
Rys. 15.2. *Straty histerezyowe (P_H) i wiroprowadowe (P_W) w zależności od grubości blachy, dla blachy zwykłej (RGO) i o orientowanych ziarnach (HGO)[4]*

Rys. 15.3 pokazuje, jak w perspektywie lat mogą zmaleć straty jałowe jeśli szerzej zastosować blachę amorficzną.



Rys. 15.3. Straty w rdzeniu w zależności od indukcji [4]: 1 - blacha M5-30, 0.3 mm; 2 - blacha o podwyższonej indukcji MOH-23, 0.23 mm; 3 - blacha obrabiana laserowo ZDKH-23, 0.23 mm; 4 - blacha amorficzna 0.13 mm

Rys. 15.4 pokazuje, że straty jałowe zależą nie tylko od grubości i jakości blachy, lecz również od sił prasujących rdzeń transformatora.



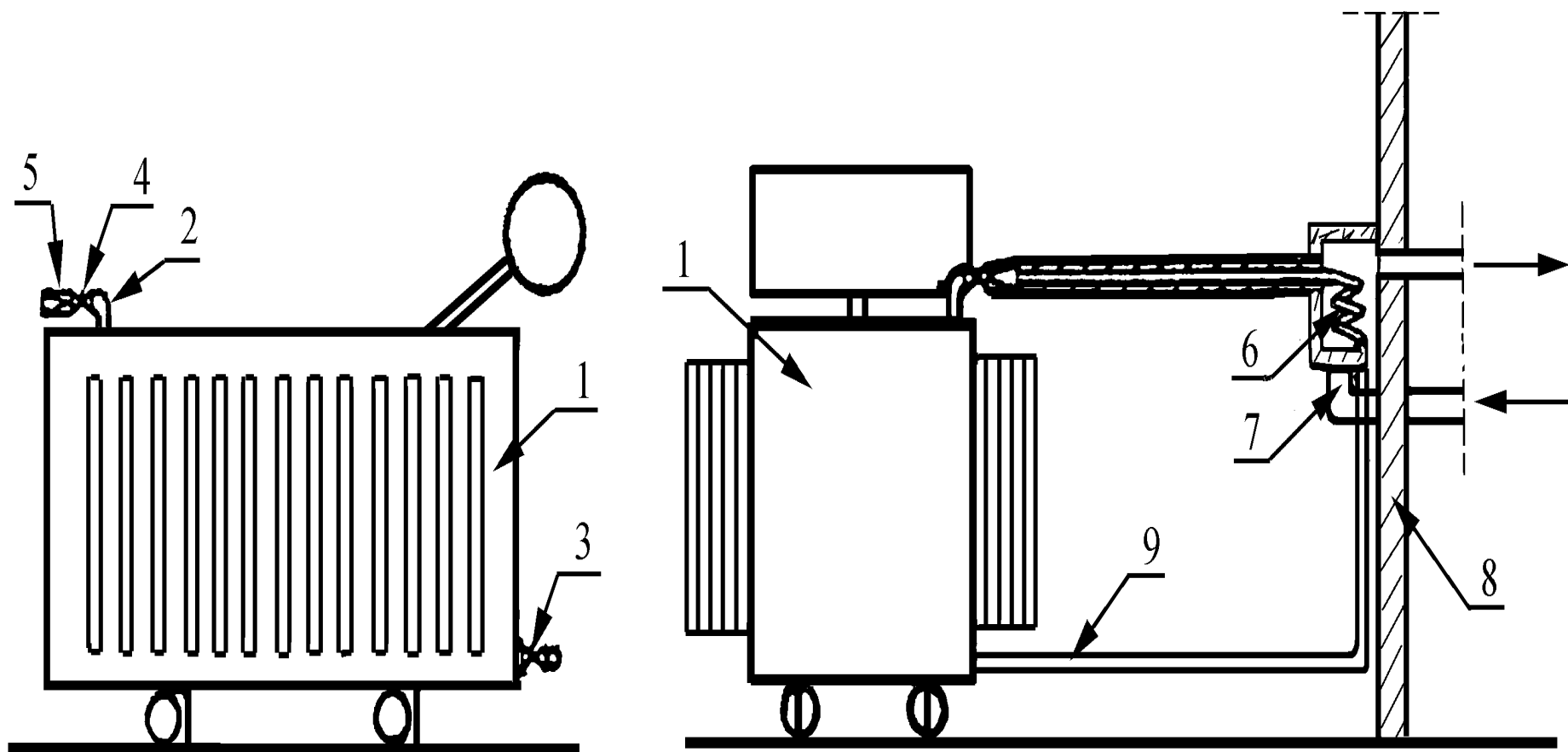
Rys. 15.4. Straty w rdzeniu w zależności od sił prasujących [4]

W eksploatowanym transformatorze znaczące są również straty obciążeniowe. Na etapie projektowania transformatora straty te można zmniejszyć poprzez stosowanie przewodów transponowanych i ekranów oraz boczników magnetycznych [4].

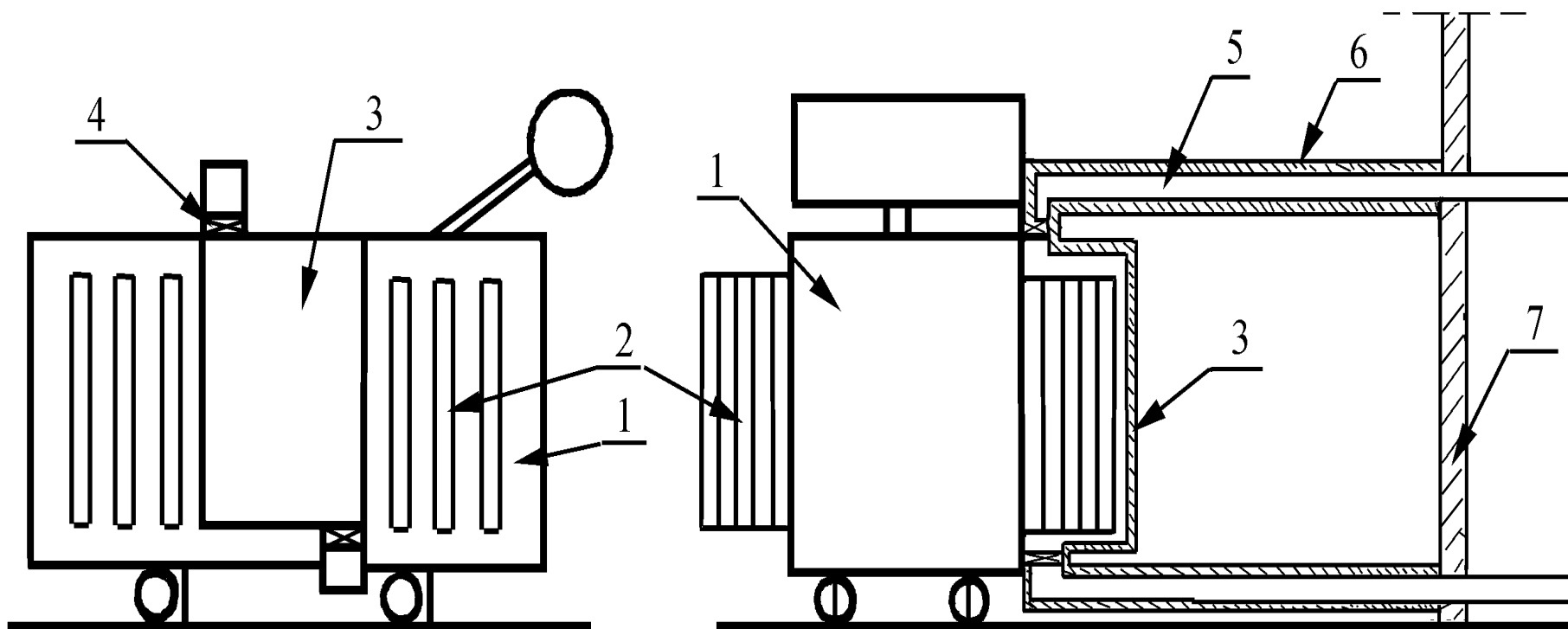
Na etapie projektowania elementów systemu elektroenergetycznego straty te można zmniejszać poprzez prawidłowy dobór transformatora do przewidywanych obciążeń i pracy równoległej z innymi transformatorami.

Innym sposobem proekologicznego działania związanego ze stratami energii w transformatorze jest wykorzystanie ciepła strat do ogrzewania budynków stacyjnych, a nawet pobliskich budynków mieszkalnych. Sposoby odzysku ciepła z transformatorów za pomocą wymienników olej/woda, olej/powietrze lub nawet poprzez wykorzystanie ciepła powietrza opływającego specjalnie obudowane radiatory transformatora czy odprowadzanego z chłodnic powietrznych opisano w [20]. Szacunki zysków w Północnym Okręgu Energetycznym, związane z wykorzystaniem ciepła strat transformatorów, już w roku 1989 sięgały 3000 MWh [20].

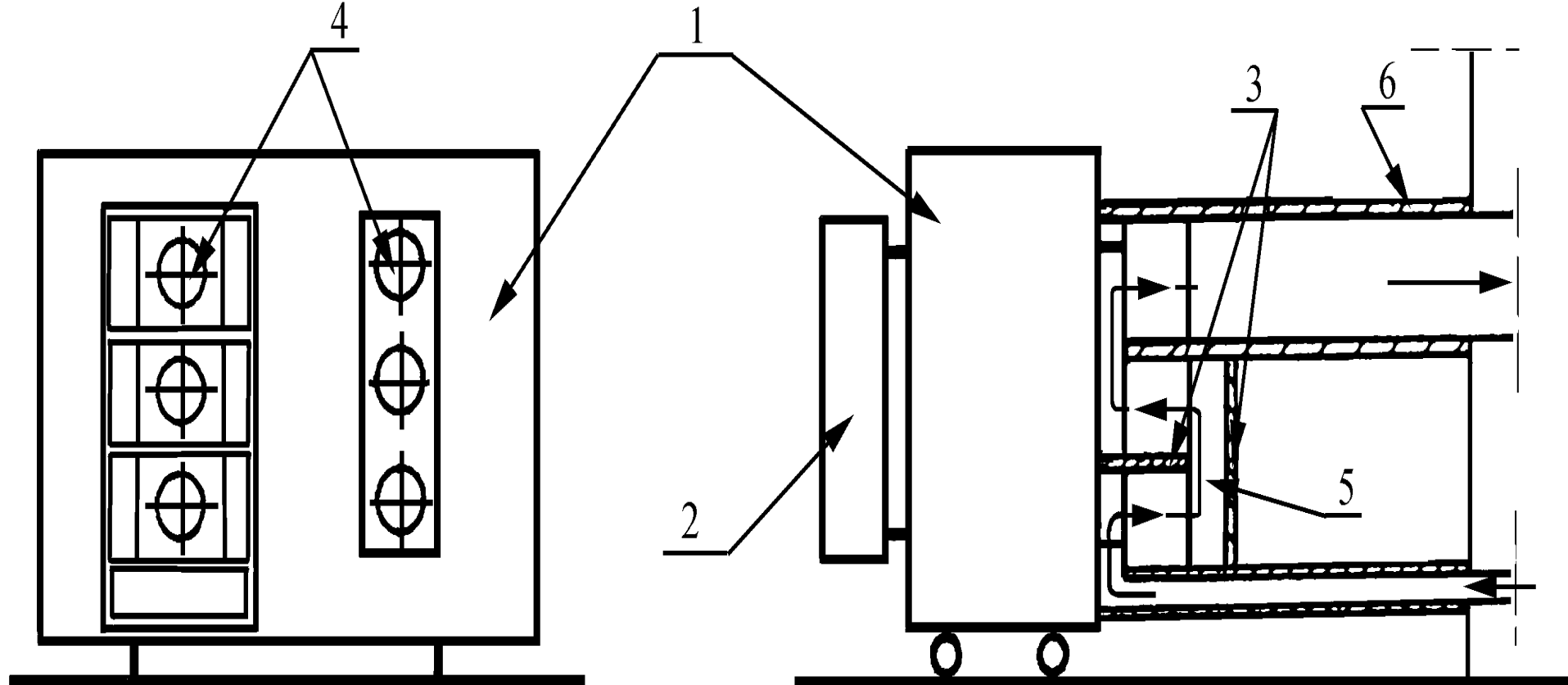
Jednakże tak proste rozwiązania techniczne mają kilka wad. Przykładowo, dla osiągnięcia założonej wydajności cieplnej zachodzi konieczność zwiększenia temperatury oleju powyżej temperatury wynikającej z obciążenia. Jest to przyczyną wzrostu strat obciążenia i może powodować przyspieszone starzenie izolacji. Na rys. 15.5-15.8 przedstawiono różne rozwiązania techniczne, służące do wykorzystania energii cieplnej z transformatorów.



Rys. 15.5. Wykorzystanie ciepła odpadowego poprzez wyprowadzenie oleju do wymiennika ciepła [20]: 1 - kadź, 2 - wyprowadzenie gorącego oleju, 3 - wyprowadzenie zimnego oleju, 4 - zawór, 5 - pompa olejowa; 6 – wymiennik ciepła; 7 – instalacja wodna; 8- ściana budynku rozdzielni; 9 – rura olejowa.

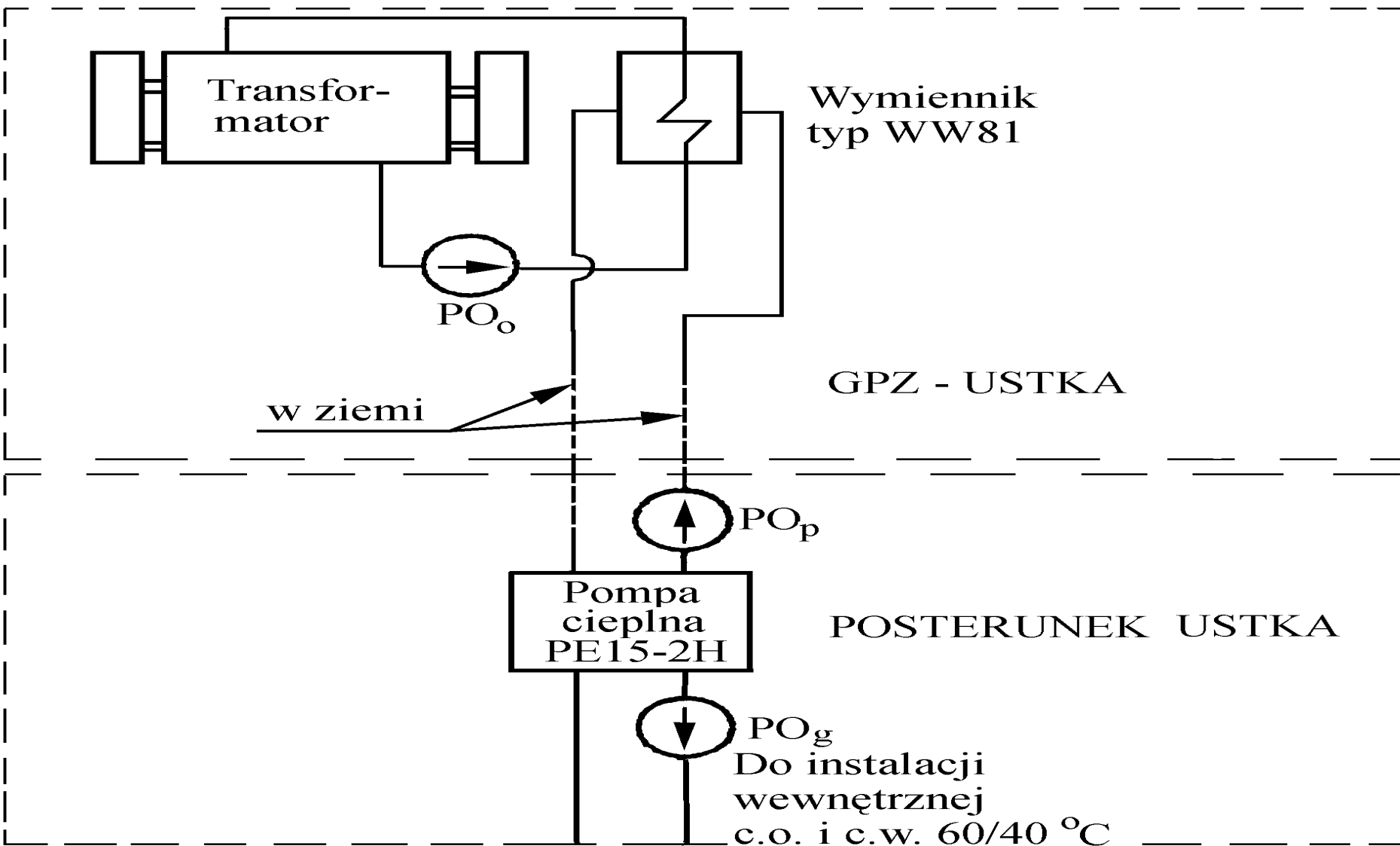


Rys. 15.6. Obudowa radiatorów [20]: 1 - kadź transformatora, 2 - radiator, 3 - obudowa termiczna, 4 - wentylatory, 5 - kanały powietrzne, 6 - izolacja termiczna kanałów, 7 - budynek stacji



Rys. 15.7. Obudowa chłodziar [20]: 1 - kadź, 2 - chłodnice, 3 - obudowa termiczna, 4 - wentylatory, 5 - komora powietrzna, 6 - izolacja termiczna, 7 - budynek stacji

Zastosowanie pomp ciepłych umożliwia wykorzystanie ciepła strat nawet przy małych obciążeniach transformatora [64]. Daje to możliwość korzystania z energii strat przez cały rok. W publikacji [64] opisano przykład takiej instalacji, dla transformatora 10 MVA, służącej do ogrzewania pomieszczeń stacyjnych i uzyskiwania ciepłej wody do celów socjalno-bytowych pracowników (rys. 15.8).



Rys. 15.8. Schemat ideowy instalacji pompy ciepłej [64]: PO_o - pompa obiegu oleju, PO_p - pompa obiegu płynu chłodzącego, PO_g - pompa obiegu wody grzewczej

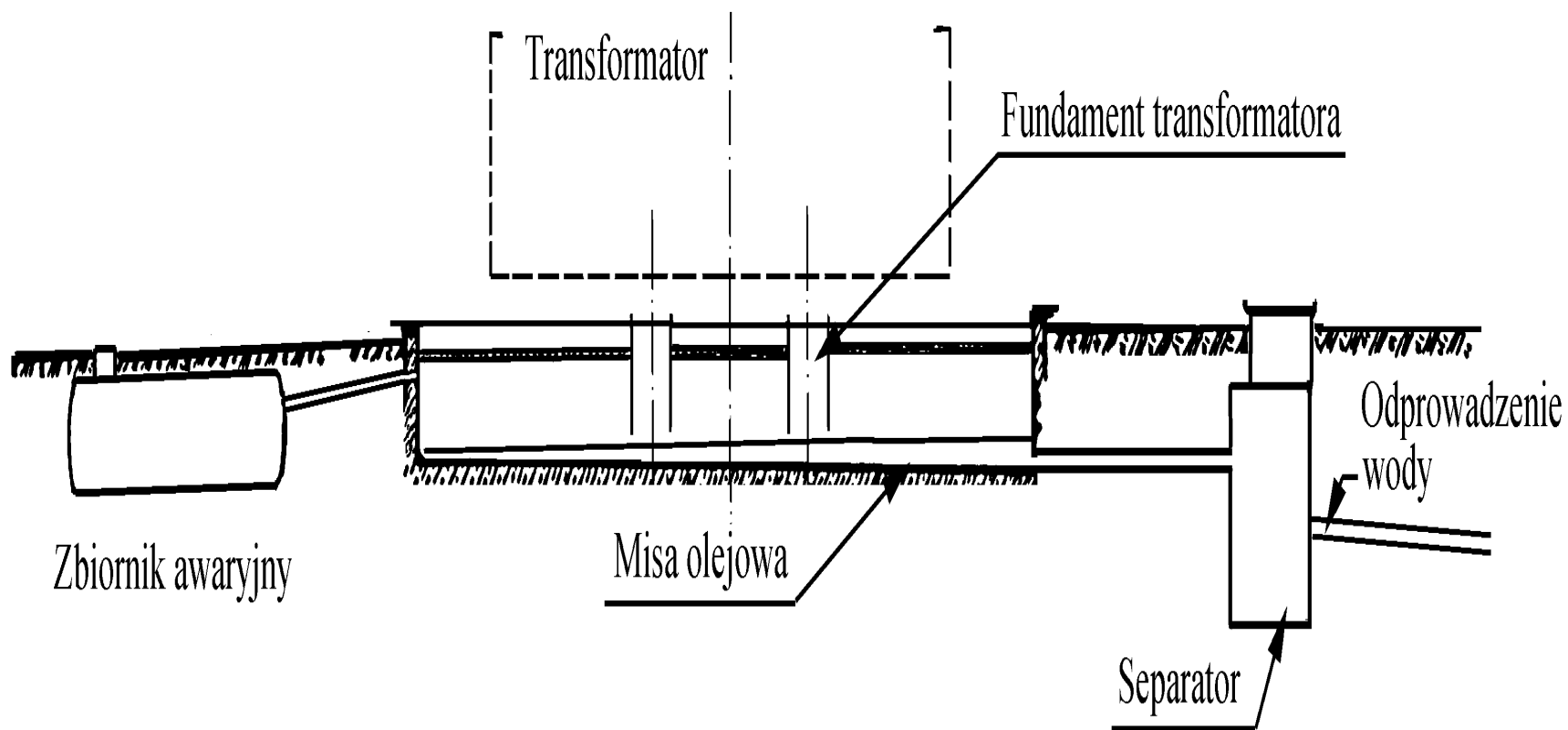
15.3. Ochrona gruntu

Transformator energetyczny jest wypełniony mineralnym olejem izolacyjnym. Z punktu widzenia ochrony środowiska ideałem byłoby unikanie jakichkolwiek wycieków oleju. Objętości oleju wahają się od kilku do kilkudziesięciu metrów sześciennych w zależności od mocy transformatora (tab. 15.1). W przypadku awarii wyciekający olej stanowi źródło skażenia gruntu, a w konsekwencji skażenia zbiorników i cieków wodnych.

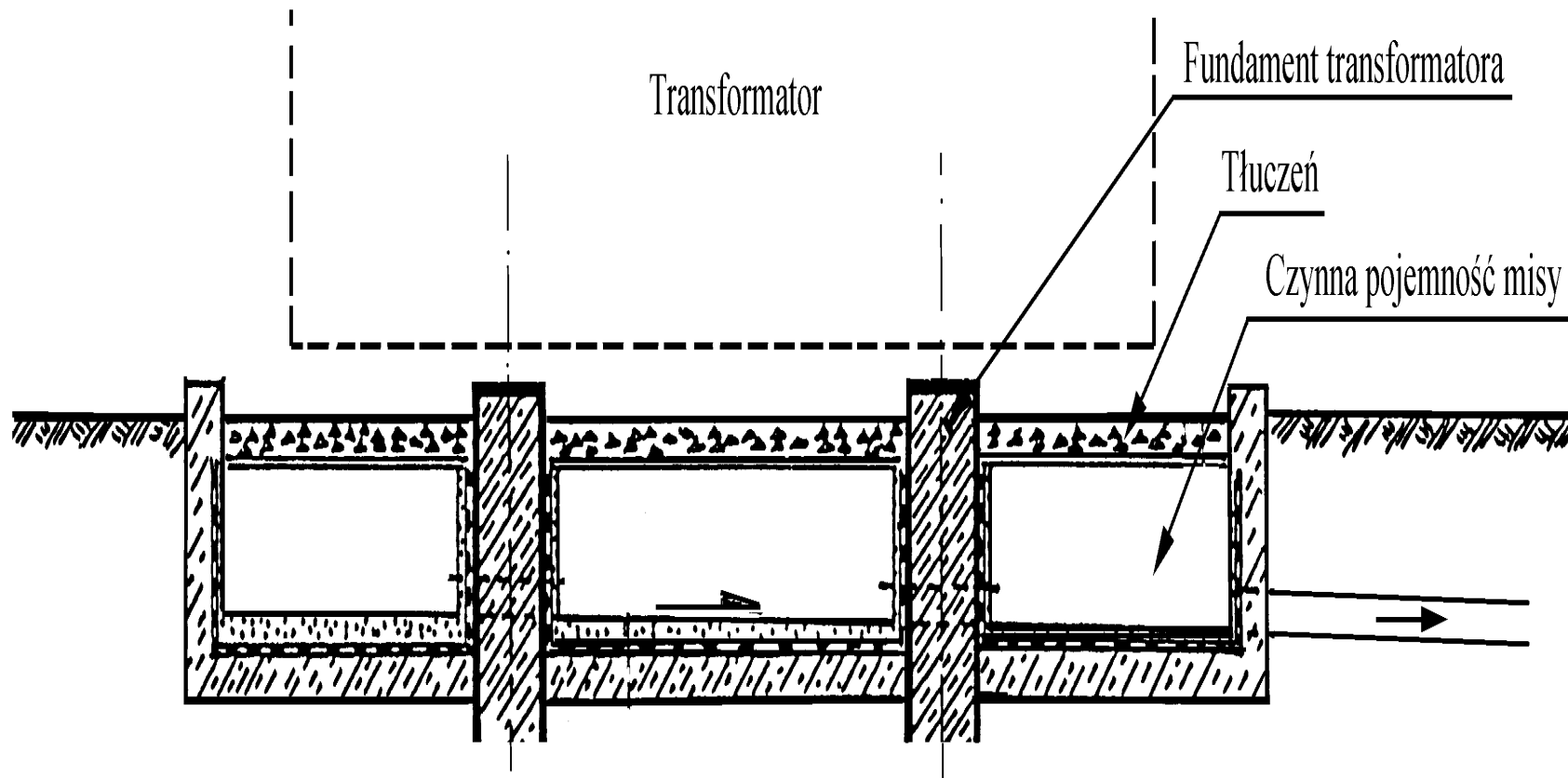
Tabela 15.1. Objętości oleju w transformatorach

Typ transformatora	Moc znamionowa [MVA]	Masa całkowita [t]	Masa oleju [t]	Objętość oleju [m ³]
TOTb 10000/110	10	26.7	7.9	8.88
TOT3b 16000/110	16/10/10	43.2	12	13.49
TDR3b 25000/110	25/16/16	54	15.3	17.19
TDRbx 32000/110	32/16/16	49.5	12.5	14.05
TDR3b 40000/110	40/25/25	72	21.8	24.5
TDRbx 63000/110	63	81	21	23.6
TOR 100000/230	100	140	37	41.6
ANER3B 160000/220	160/160/1.6	143	42	47.2
TISRB 250000/400	250/250/50	298	70	78.7
AISR3A 330000/400	330	278	64	71.9

Zapobieganie takim skażeniom polega na budowaniu szczelnych mis olejowych pod transformatorami (rys. 15.9 i 15.10). Misy te zbierają wody opadowe i olej wyciekający z kadzi (w przypadku awarii lub nieszczelności). Ścieki te kierują do separatorów, w których dokonuje się rozdziału oleju i wody. Olej po separacji można zebrać i wywieźć, natomiast woda jest kierowana do kanalizacji deszczowej, rowów czy zbiorników naturalnych [61].



Rys. 15.9. Schemat układu stanowiska transformatora [61]



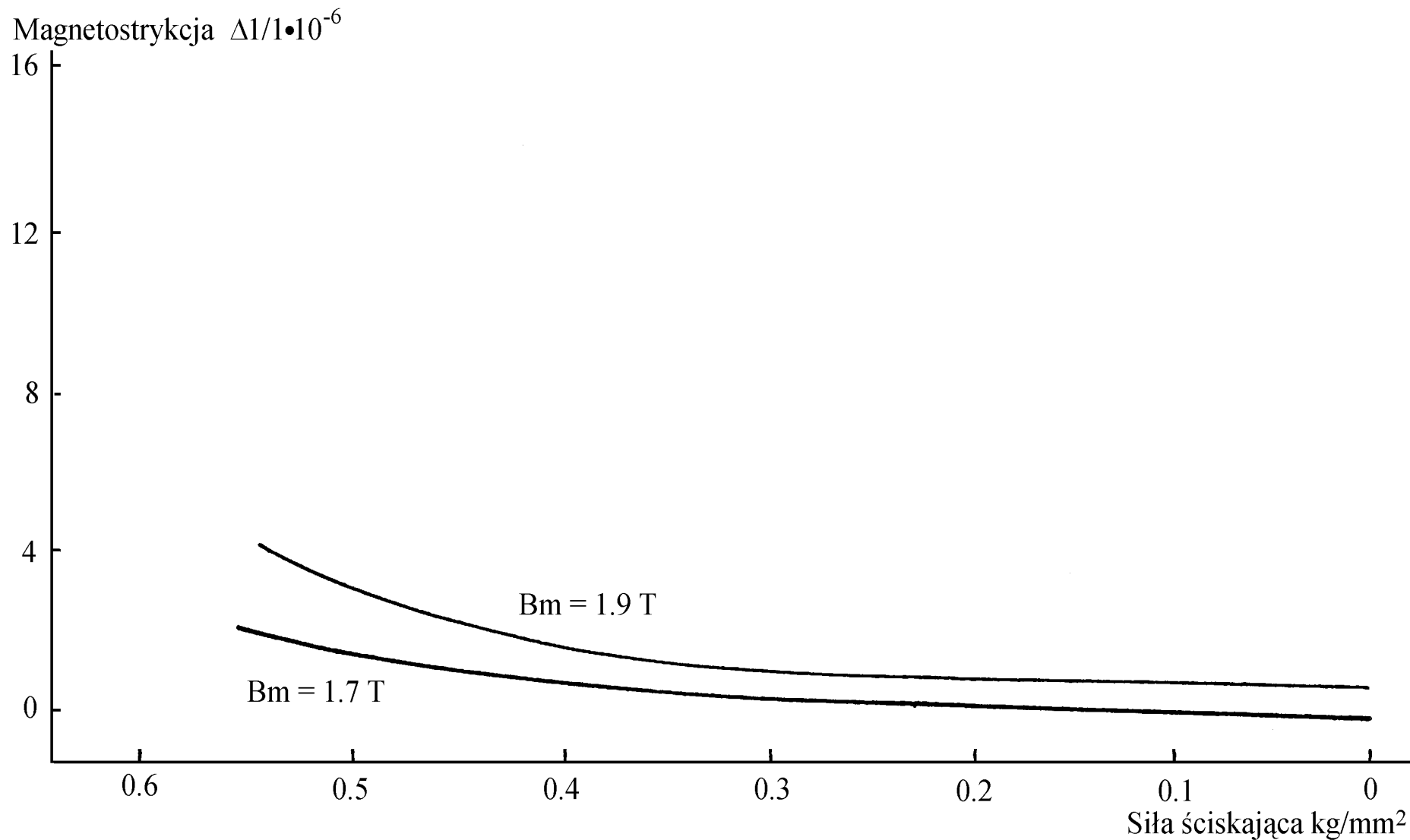
Rys. 15.10. Przekrój misy olejowej [61]

Objętość misy olejowej projektowanych obecnie stanowisk transformatorów, uwzględnia konieczność przyjęcia całkowitej objętości oleju. W przypadku istnienia instalacji przeciwpożarowego zraszania wodą zakłada się zwiększenie pojemności misy o 20%. Gdy w danej stacji zainstalowanych jest kilka transformatorów, to możliwe jest stosowanie mis olejowych płytkich (np. na 20% objętości oleju) i wspólnego zbiornika zrzutu awaryjnego, który ma objętość dopełniającą do objętości oleju w największym transformatorze [55].

Stanowiska transformatorów zbudowane w czasach, gdy powyższych wymagań nie było, powinny być przebudowane tak, aby spełniały warunki ekologiczne, zapobiegające zanieczyszczeniu gruntu i wody olejem.

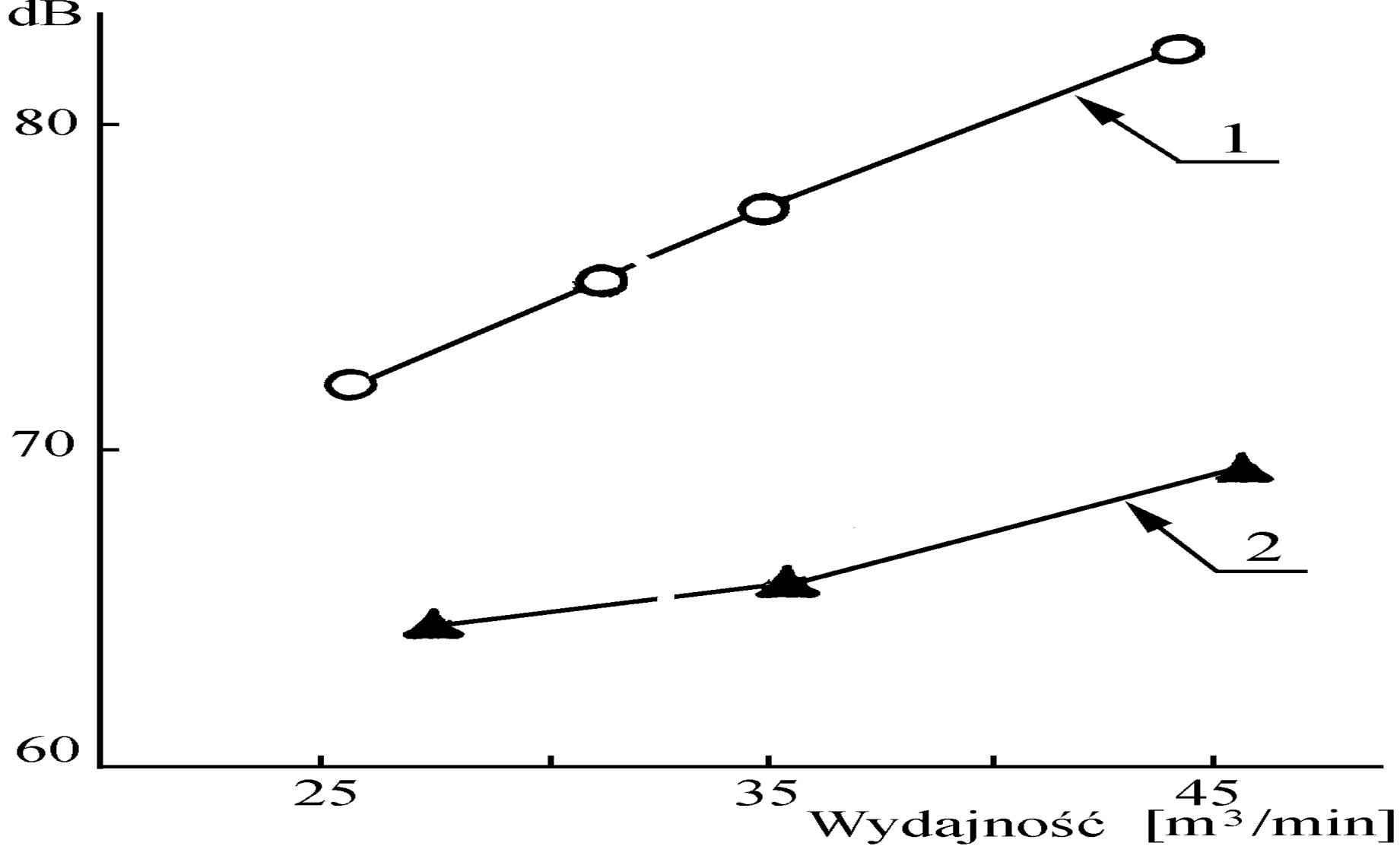
15.4. Hałas i wibracje

Transformator jest źródłem hałasu głównie z dwóch przyczyn: magnetostrykcji rdzenia i pracy wentylatorów przy chłodzeniu wymuszonym. Problem ten winien być dostrzegany już na etapie projektowania transformatora, gdyż rejestrowane poziomy hałasu generowanego przez transformatory najwyższych napięć i mocy przekraczają obecnie 80 dB(A).



Rys. 15.11. Wpływ sił prasujących na wielkość odkształceń blach (magnetostrykcji) rdzenia [4]

Stosowanie nowych gatunków blach transformatorowych i zmniejszanie indukcji w nowoczesnych rozwiązaniach przyczyniło się do zmniejszenia poziomu hałasu poniżej 70 dB(A) [4]. Głoszone są nawet poglądy, że hałas powodowany przepływem prądu (od strat obciążeniowych), wskutek ograniczenia hałasu powodowanego magnetostrykcją rdzenia, może stać się problemem pierwszoplanowym. Budowa wentylatorów o zmniejszonym poziomie hałasu pozwoli ograniczyć tę część hałasu (6 do 8 dB(A)), za którą odpowiada układ chłodzenia (rys.15.12). Takie specjalne wentylatory zaprojektowano i zbudowano w Japonii z przeznaczeniem do transformatorów chłodzonych i izolowanych sześćiofluorkiem siarki [40].



Rys. 15.12. Poziom zakłóceń akustycznych wentylatorów konwencjonalnych (1) i zmodernizowanych (2) [40]

Obowiązujące normy poziomu hałasu dopuszczają dla terenów przemysłowych hałas w granicach od 40 do 65 dB(A) w dzień i od 30 do 50 dB(A) w nocy. W bezpośrednim otoczeniu transformatorów wartości te są znacznie przekraczane. Najgłośniejsze są transformatory 400/110 kV, 250 MVA, dla których przeciętne poziomy hałasu podano w tabeli 15.2:

Tabela 15.2.

Przykładowa zależność natężenia hałasu od odległości dla transformatora 400 kV.

Odległość [m]	1÷2	20÷25	40÷50	75÷85
Hałas [dB(A)]	86÷80	70	60	50

Transformatory o mniejszych napięciach znamionowych charakteryzują się nieco niższymi poziomami hałasu choć w wyjątkowych przypadkach (dla jednostek starszych) hałas w pobliżu transformatora może przekraczać 80 dB(A) (a nawet 90 dB(A)).

W celu ograniczenia wpływu hałasu transformatora na otoczenie, w warunkach konkretnej stacji elektroenergetycznej, należy:

- lokalizować transformator centralnie na terenie stacji tak aby odległości do ogrodzenia były jak największe [61],**
- lokalizować transformator w miejscu maksymalnie odległym od istniejących lub przewidywanych budynków mieszkalnych [61],**
- stosować ekrany akustyczne w postaci szpalerów drzew wzdłuż ogrodzenia stacji [9],**
- budować ekrany akustyczne w postaci betonowych ścian (ściana o grubości 5 cm może ograniczyć hałas o 10 do 25 dB(A) zależnie od jej wymiarów i usytuowania [9]),**
- obudować transformator “budynkiem” tłumiącym hałas [61].**

To ostatnie rozwiązanie jest oczywiście najbardziej skuteczne lecz jednocześnie najdroższe. W przypadku transformatorów rozdzielczych występują przypadki umieszczania ich w budynkach mieszkalnych. Wówczas, oprócz hałasu problemem może być również zjawisko wibracji przenoszących się od rdzenia poprzez kładź na konstrukcję budynku. Skargi mieszkańców są wtedy całkowicie zasadne. Obecnie takich rozwiązań się nie stosuje, a istniejące przypadki należy sukcesywnie likwidować przenosząc transformator poza budynek.

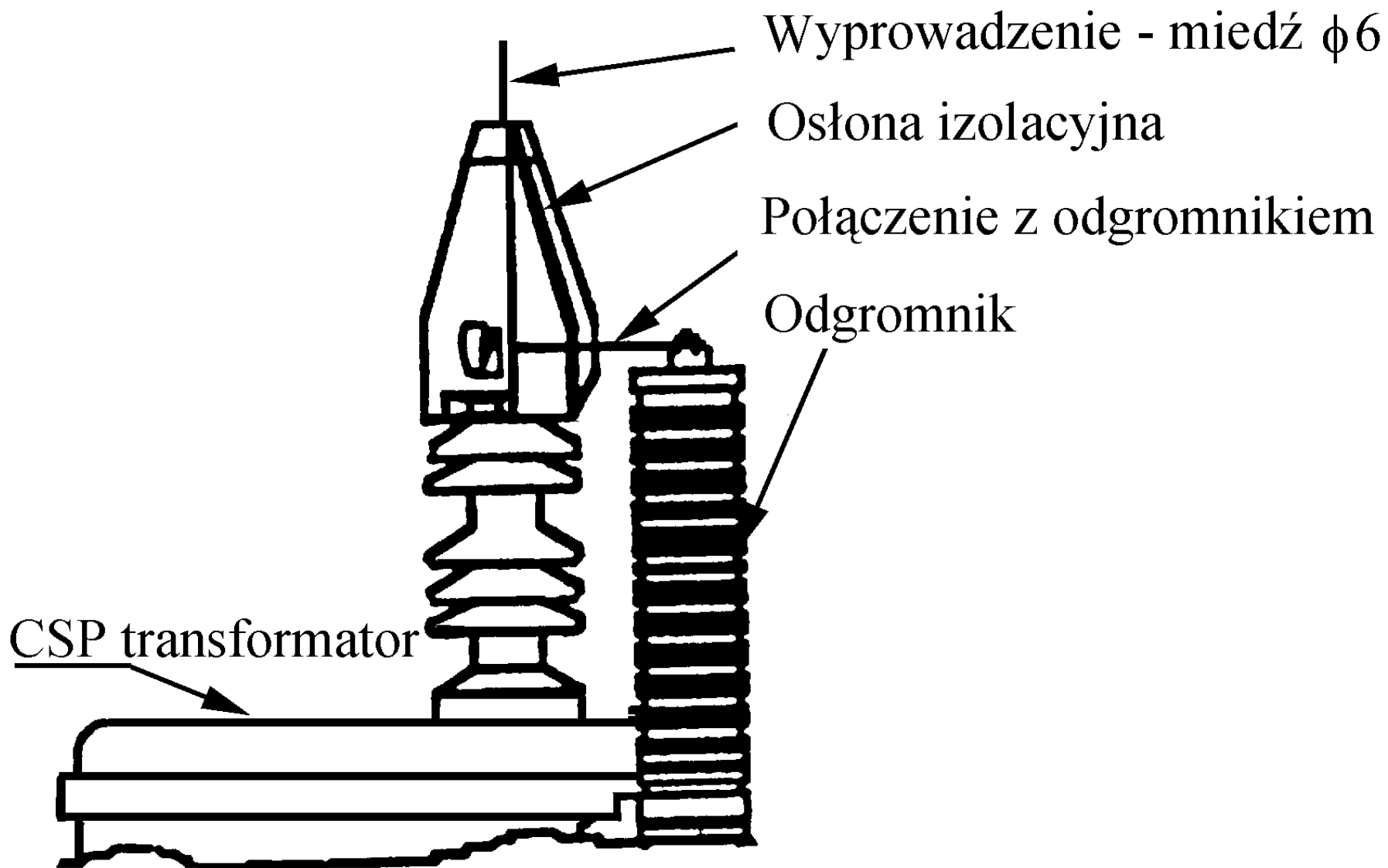
15.5. Ochrona zwierząt i ludzi

15.5.1. Transformatory wiejskie

Transformatory o dużych mocach i wysokich napięciach znamionowych są instalowane w obrębie stacji elektroenergetycznych zamkniętych dla osób postronnych. Odstępy izolacji zewnętrznej są wówczas - ze względu na wysokie napięcia - odpowiednio duże. Porażenie ludzi lub dużych zwierząt jest więc mało prawdopodobne ze względu na brak dostępu, a porażenie małych zwierząt czy ptaków - ze względu na duże odstępy izolacyjne.

Inaczej jest w przypadku transformatorów rozdzielczych, szczególnie transformatorów wiejskich (słupowych). W tych przypadkach względy ekologiczne nakazują zwrócić uwagę na dwa aspekty:

(A) Odstępy izolacji zewnętrznej winny być tak dobrane, aby nie było możliwe porażenie zwierząt (np. wiewiórki, lisa, kota czy większego ptaka). W artykule [50] opisano konstrukcję transformatora CSP (Completely Self-Protected Transformer) zapobiegającą takim zdarzeniom (rys.15.13). Jeśli odstępy izolacyjne nie mogą być odpowiednio zwiększone ze względów technicznych lub ekonomicznych, wówczas stosuje się odpowiednie przegrody lub pokrycia izolacyjne, zapewniające odpowiednio duże napięcie wytrzymywane (nawet przy obecności np. ptaka w odstępie izolacyjnym).



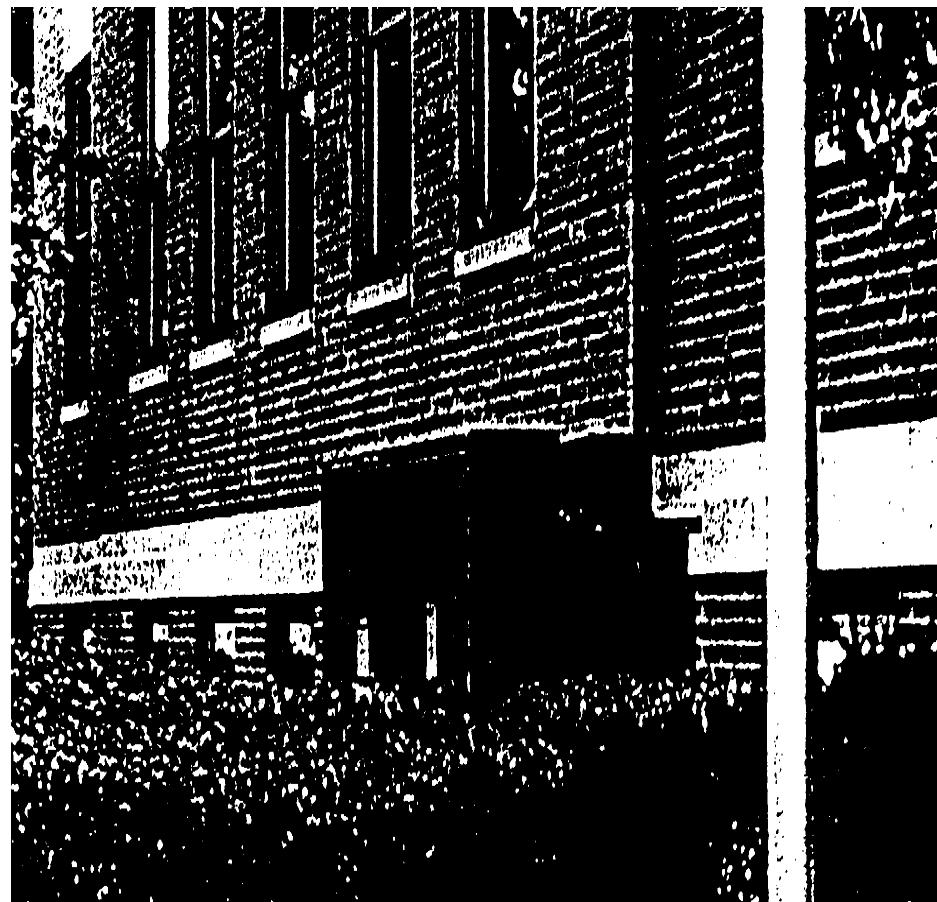
Rys. 15.13. Osłona izolatorów przepustowych transformatora [50]

(B) Transformatory słupowe powinny być instalowane w sposób utrudniający do nich dostęp. Można to osiągnąć poprzez zamontowanie odpowiednich zapór (poręczy) utrudniających wejście lub poprzez konieczność stosowania specjalnego sprzętu (słupolazów) aby móc dojść do transformatora.

Powyższe problemy znikają po zastosowaniu nowoczesnych, małogabarytowych stacji transformatorowych SN/nn (rys.15.14 i 15.15).



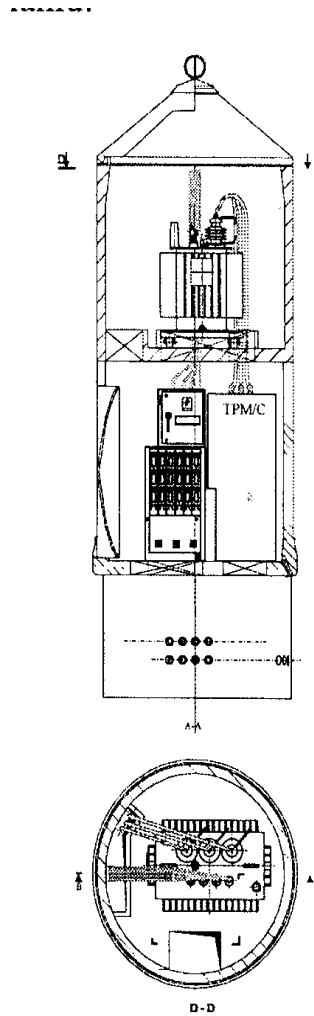
Rys. 15.14. Transformator pod chodnikiem



Rys. 15.15. Transformator w ogródku



A



B

Warunki ekologiczne spełnione są wówczas całkowicie:

- transformator jest zamknięty w obudowie (stalowej lub betonowej), co uniemożliwia dostęp a tym samym porażenie osób postronnych i zwierząt,**
- ograniczony jest obszar zajętego terenu, szczególnie w stacjach z obsługą z zewnątrz,**
- stacje wyposażone są w szczelne misy olejowe do awaryjnego zrzutu oleju (o objętości gwarantującej przyjęcie całej objętości oleju z transformatora) co zapewnia ochronę przed zanieczyszczeniem gleby i wody.**

15.5.2. Olej transformatorowy

Oddzielnym zagadnieniem związanym z ochroną ludzi jest toksyczność ciekłych mediów izolacyjnych, używanych w transformatorach. Powszechnie stosowany mineralny olej transformatorowy ma wskaźnik zagrożenia ekologicznego dwukrotnie większy niż woda (w stanie czystym i bez domieszek polichlorodwufenyli (PCB)). Oleje zestarzone mogą zawierać jednak znaczące ilości policyklicznych związków aromatycznych, które mają właściwości rakotwórcze. Wskaźnik zagrożenia ekologicznego może wówczas wzrosnąć nawet trzykrotnie w porównaniu z olejami świeżymi. Chociaż olej nie wymaga ostrzegawczego oznakowania (czaszka ze skrzyżowanymi pieszczelami) to, szczególnie zestarzony, nie może być traktowany jako ekologicznie niegroźny. Wylewanie oleju do gleby jest zawsze niedopuszczalne (podrozdz. 15.3), a kontakt poprzez skórę może być szkodliwy.

Oleje w stanie dostawy powinny mieć atest na zawartość polichlorodwufenyli (PCB, poniżej 50 ppm). Przekroczenie 50 ppm powinno wymagać oznakowania o zagrożeniu. W niektórych krajach (np. w Niemczech [22]) zarządzono konieczność badania oleju w eksploatowanych transformatorach na zawartość PCB. Przekroczenie 50 ppm wymusza konieczność stosowania specjalnych środków ochrony w czasie transportu lub napraw. Dlatego też firmy decydują się często na całkowitą wymianę oleju na olej nie zawierający związków PCB. W [22] opisano specjalną bezpróżniową metodę wymiany oleju w transformatorze.

15.5.3. Transformatory niepalne

W specjalnych przypadkach istotnym wymaganiem stawianym transformatorom jest niepalność. Dotyczy to transformatorów usytuowanych w pobliżu dużych skupisk ludzkich (w domach towarowych, halach widowiskowych, lokomotywach trakcyjnych itp.). Olej mineralny nie jest wówczas dopuszczalny. Ze względów ekologicznych stosowane dawniej oleje syntetyczne z grupy PCB są, obecnie całkowicie zakazane. Jednakże wymiana oleju w jednostkach napełnionych przed laty olejami PCB nie jest sprawą prostą. Głównym problemem jest konieczność zachowania dużej czystości nowej kąpielii izolacyjnej (podrozdz. 15.5.2.), gdyż trudno jest wówczas spełnić wymaganie dotyczące granicznego zanieczyszczenia PCB. Istnieją przypuszczenia, że - mimo iż w Polsce nie produkowano transformatorów wypełnianych olejami z grupy PCB - to pojedyncze sztuki (wycofane ze względów ekologicznych) mogą trafiać do kraju na zasadzie “wyjątkowo taniego zakupu”.

W transformatorach niepalnych stosuje się obecnie oleje silikonowe, złożone estry lub inne oleje syntetyczne. Ciecze te są mało lub bardzo mało toksyczne i w dużej mierze biodegradalne (tab.15.3 i 15.4). Dla porównania, olej mineralny określany jest jako słabo toksyczny i biodegradalny.

Tabela 15.3.
 Porównanie wartości stopnia biodegradacji dla substancji zastępujących PCB

Badana ciecz	Dzień badania	Stopień biodegradacji
Płyn R-Temp	0	0
	3	0.03
	5	6.3
	10	17.2
	15	50.1
	20	122.0
Olej silikonowy	0	0
	3	0
	5	0
	10	0
	15	1.0
	20	3.6
Płyn Envirotemp 200	0	0
	3	10.0
	5	23.9
	10	117.0
	15	359.0
	20	377.0

Tabela 15.4.

Porównanie wartości stopnia biodegradacji dla płynów używanych do napełniania transformatorów

Nazwa cieczy	Koncentracja	Okres inkubacji	
		5 dni	20 dni
-	[mg/l]		
Płyn R-Temp	50	0.51	0.81
	100	0.65	0.79
	500	0.59	0.84
	1000	0.28	0.46
Olej silikonowy	50	0.01	0.03
	100	0.03	0.03
	500	0.09	0.03
	1000	0.08	0.02
Olej mineralny	50	0.44	0.99
	100	0.58	0.94
	500	0.57	0.86
	1000	0.19	0.72

Działaniem proekologicznym jest również zastępowanie mediów ciekłych izolacją gazową (transformatory suche, transformatory z SF₆). Dotyczy to w szczególności transformatorów rozdzielczych, a uzasadnione jest zarówno wzrostem bezpieczeństwa pożarowego jak i maleniem zagrożenia ludzi i gleby. W przypadku izolacji SF₆ pojawiają się jednak nowe (mniejsze) problemy ekologiczne, związane m.in. z toksycznością produktów jego rozkładu i przenikaniem gazu do atmosfery.