

Pertes actives sur le réseau 380-220-150 kV

Rapport annuel 2017

1. Origine des pertes électriques actives

Les pertes électriques actives dans le réseau se composent essentiellement comme suit :

- a) les pertes liées à la magnétisation des transformateurs dès qu'ils sont sous tension (« pertes fer » ou « pertes à vide ») ;
- b) les pertes liées à l'échauffement des enroulements des transformateurs lorsqu'ils sont parcourus par des courants (« pertes cuivre » ou « pertes en charge ») ; et
- c) les pertes liées à l'échauffement des conducteurs des liaisons aériennes et des liaisons souterraines en relation avec les puissances acheminées par ces ouvrages.

Alors que les pertes du premier groupe sont en pratique quasiment constantes, les pertes des deux derniers groupes varient en fonction du carré du courant transporté par l'équipement considéré ; elles dépendent également des caractéristiques constructives de cet équipement (longueur du circuit, section des conducteurs et nature des matériaux de ces conducteurs).

Les pertes électriques actives du réseau correspondent donc à une puissance qui est dissipée sous forme de chaleur, par ventilation naturelle ou par refroidissement forcé pour maintenir la température de fonctionnement des ouvrages en-dessous d'une limite constructive déterminée.

2. Méthode de détermination des pertes

Pour déterminer la quantité d'énergie qui a été dissipée par les pertes durant une période de temps déterminée, Elia enregistre quotidiennement un grand nombre de situations relevées lors de l'exploitation du réseau en temps-réel. Il est ainsi possible de calculer les pertes individuelles de chaque circuit électrique en tenant compte du courant effectif qui parcourt l'équipement concerné. La variété de situations traitées permet notamment de tenir compte correctement de :

- la configuration effective du réseau (ouvrages consignés pour entretien, adaptation de topologie des circuits, ...) ;
- l'amplitude et le profil des échanges internationaux de puissance ;
- la configuration des productions injectées dans le réseau ; et
- l'amplitude et le profil des prélèvements depuis le réseau.

La puissance perdue sur le réseau, pour une situation déterminée, correspond à la somme des pertes sur l'ensemble des ouvrages du réseau considéré.

L'énergie perdue durant une période de temps déterminée correspond à la somme des puissances perdues pour l'ensemble des situations de cette période, chaque situation étant pondérée par la durée de son occurrence.

3. Périmètre de calcul des pertes actives du réseau fédéral

Le réseau électrique fédéral belge est actuellement composé des équipements fonctionnant aux tensions nominales de 380 kV, 220 kV et 150 kV. Ces équipements comportent les lignes aériennes, les câbles souterrains, les transformateurs à décalage de phase et les transformateurs de puissance qui relient ces tensions entre elles.

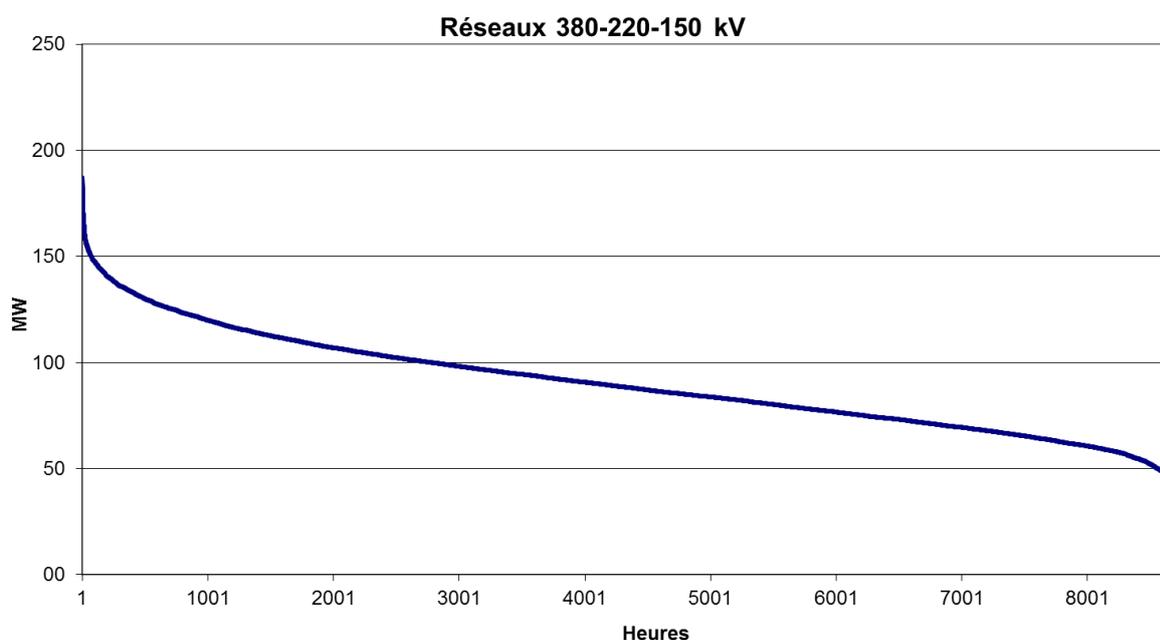
Le périmètre utilisé pour le suivi des pertes actives 2017 comporte l'ensemble des équipements fonctionnant aux tensions nominales de 380 kV, 220 kV et 150 kV, à l'exclusion des équipements faisant partie des raccordements des utilisateurs de réseau. Outre les lignes aériennes, câbles souterrains et transformateurs à décalage de phase, ce périmètre comporte également les transformateurs de puissance qui relient ces tensions entre elles.

4. Pertes effectives 2017 (en GWh)

Le tableau ci-après reprend les pertes effectives de 2017 (en GWh) constatées par Elia sur les réseaux 380-220-150 kV.

	Heures Pleines	Heures Creuses	TOTAL
Q1	86,6	135,7	222,3
Q2	64,6	100,1	164,7
Q3	73,5	110,5	183,9
Q4	81,3	131,0	212,3
TOTAL	306,0	477,2	783,2

Courbe monotone des pertes 2017



5. Compensation en nature par les Responsables d'Accès au réseau

L'article 161 du Règlement Technique fédéral (Arrêté Royal du 19 décembre 2002) prévoit que chaque responsable d'accès compense les pertes actives en réseau pour l'ensemble de ses accès au réseau. De la sorte, in fine, les pertes actives observées sur le réseau fédéral sont compensées en nature par la somme des contributions des Responsables d'Accès au réseau.

De manière à formuler de manière objective, transparente et non-discriminatoire la contribution attendue de chaque Responsable d'Accès au réseau, cette contribution est exprimée sous la forme d'un pourcentage des prélèvements nets qui sont rattachés au portefeuille du Responsable d'Accès considéré. Pour l'année 2017, le pourcentage s'élevait à :

1,35 % pour les périodes d'heures pleines ; et
1,25 % pour les périodes d'heures creuses.

Le tableau ci-après reprend la compensation en nature (en GWh) qui a été effectuée en 2017 par les Responsables d'Accès sur base de ce coefficient.

	Heures Pleines	Heures Creuses	TOTAL
Q1	94,9	137,5	232,4
Q2	77,2	119,0	196,2
Q3	76,4	116,3	192,7
Q4	86,3	123,1	209,4
TOTAL	334,8	496,0	830,7

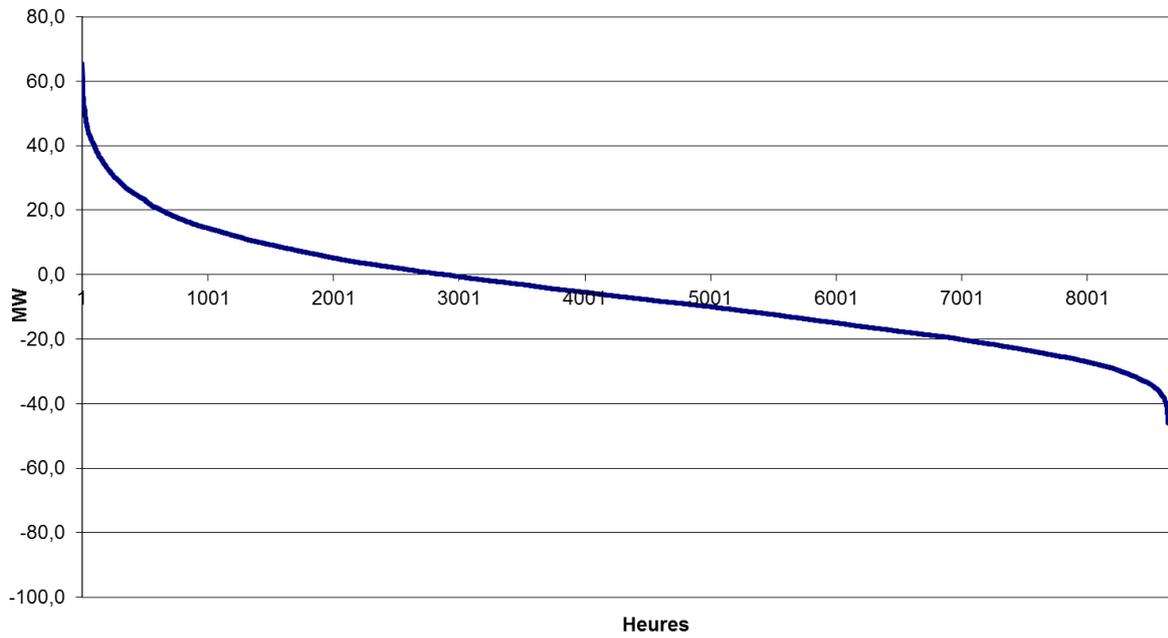
6. Déficit de compensation en nature 2017

Le déficit de compensation en nature d'une période déterminée est défini comme étant la différence algébrique entre les pertes effectives et la compensation en nature durant la même période.

Le tableau ci-après reprend ce déficit (en GWh) pour l'année 2017.

	Heures Pleines	Heures Creuses	TOTAL
Q1	-8,3	-1,8	-10,1
Q2	-12,6	-18,9	-31,5
Q3	-2,9	-5,9	-8,8
Q4	-5,0	7,9	2,9
TOTAL	-28,8	-18,8	-47,5

Courbe monotone du déficit de compensation 2017



On constate donc a posteriori que les coefficients de compensation appliquée par période en 2017 ont conduit à une compensation quasi équilibré.