

Paramètres technico-économiques de référence

Résumé / Avertissement

La présente note a pour objectif d'exposer les principaux paramètres technico-économiques utilisés dans les études de réseau (renforcements ou raccordements) :

- Taux d'actualisation,
- coût des pertes à la pointe,
- sections économiques.

La note expose la méthode utilisée pour déterminer les valeurs de ces différents paramètres, ainsi que des éléments de compréhension sur leurs conditions d'utilisation. Les valeurs applicables à date sont également fournies, qui pourront être mises à jour sur simple information des parties prenantes.

Documents associés et annexes

RTA-R1-23 : Principes d'études et règles techniques pour déterminer une solution technique de raccordement ou de modification du raccordement au Réseau Public de Distribution géré par Gérédis

RTA-R1-24 : Structure des réseaux et des ouvrages composant le Réseau Public de Distribution géré par Gérédis

Historique du document : D-R1-RTA-22

Nature de la modification	Indice	Date de publication
Création (Annule et remplace D-R1-RTA-02 ; D-R1-RTA-03 ; D-R1-RTA-13 ; D-R1-RTA-14)	A	05/11/2025
Correction des abaques de la section économique des câbles (15 kV)	B	24/11/2025

Sommaire

1	Objet	3
2	Taux d'actualisation	3
2.1	Présentation du paramètre et de son utilisation	3
2.2	Méthodologie de détermination de la valeur	4
2.3	Valeur à date	4
3	Coûts des pertes à la pointe	4
3.1	Présentation du paramètre et de son utilisation	4
3.2	Valeur à date	5
4	Sections économiques	5
4.1	Présentation du paramètre et de son utilisation	5
4.2	Méthodologie de détermination de la valeur	6
4.3	Valeur à date	7
5	Abaques de sections économiques des câbles	7

1 Objet

Gérédis développe, maintient et exploite le réseau de distribution d'électricité dont elle a la responsabilité en visant le meilleur ratio coût/bénéfices pour la collectivité. Pour identifier les besoins de renforcements de réseau ou optimiser les raccordements des différents types d'utilisateurs, Gérédis utilise un processus décisionnel basé sur des Analyses Coût-Bénéfice (ACB) permettant de définir une trajectoire d'investissement optimale dans la durée pour la collectivité. Ce processus fait intervenir plusieurs paramètres technico-économiques, qui doivent régulièrement être mis à jour afin de rester cohérents avec l'évolution des techniques, des usages, des comportements et des attentes des clients. Cependant, ces paramètres étant utilisés pour le dimensionnement du réseau, ils reflètent des enjeux de long terme, et ne doivent donc pas être sensibles aux effets conjoncturels ni varier trop fréquemment, afin de garantir la stabilité des résultats d'étude.

La présente note a pour objectif d'exposer les principaux paramètres technico-économiques utilisés dans les études de réseau (renforcements ou raccordements) :

- Taux d'actualisation,
- coût des pertes à la pointe,
- sections économiques.

Cette DTR expose la méthode utilisée pour déterminer les valeurs de ces différents paramètres, ainsi que des éléments de compréhension sur leurs conditions d'utilisation.

Les valeurs applicables à date sont également fournies, qui pourront être mises à jour sur simple information des parties prenantes.

A noter que certains de ces paramètres sont interdépendants, comme détaillé plus bas. Ainsi, les sections économiques dépendent du taux d'actualisation et du coût des pertes à la pointe. Critère de déclenchement de l'étude

L'étude est réalisée systématiquement, que le raccordement soit prévu sur un ouvrage de distribution existant ou à créer (départ et/ou Point de Livraison).

2 Taux d'actualisation

2.1 Présentation du paramètre et de son utilisation

Le taux d'actualisation est un élément déterminant des ACB des projets d'investissements publics ou privés lorsqu'ils présentent des impacts très éloignés dans le temps. En effet, il permet de ramener à une date unique des flux financiers (dépenses liées à l'investissement et gains/pertes du projet monétarisés) qui s'échelonnent dans le temps et donc de décrire un arbitrage entre dépenses présentes et futures. Ce taux peut présenter de fortes différences selon les pays mais est unique pour un pays considéré, quel que soit le projet d'investissement étudié. Le taux d'actualisation reflète ainsi le coût d'opportunité du capital pour la collectivité (habitants, pouvoirs publics, industriels, distributeurs d'énergie, etc.).

Le taux d'actualisation intervient :

- Dans la réalisation des bilans actualisés nécessaires aux éclairages des décisions d'investissement,
- dans la définition des sections économiques des conducteurs.

2.2 Méthodologie de détermination de la valeur

France Stratégie (héritière du Commissariat Général au Plan) réalise des études ayant pour objectif de définir :

- Un taux utilisable par les opérateurs des grandes infrastructures publiques,
- un taux dont la stabilité est assurée dans le temps (pas de forte variation d'une année à l'autre).

Gérédis suit les recommandations de France Stratégie pour déterminer le taux d'actualisation.

2.3 Valeur à date

La dernière mise à jour¹ de la valeur du taux d'actualisation s'applique à compter du 05/11/2025. La valeur à date du taux d'actualisation est de 3,2 %.

3 Coûts des pertes à la pointe

3.1 Présentation du paramètre et de son utilisation

Le sujet de la réduction des pertes électriques a toujours été au cœur des préoccupations de Gérédis : enjeu de coûts d'achats (Gérédis achète sur le marché de l'électricité de l'énergie pour compenser les pertes électriques du Réseau Public de Distribution), enjeu de sobriété énergétique et enjeu d'empreinte carbone (car diminuer les pertes permet de ne pas avoir à les produire en amont). Les pertes électriques se décomposent en pertes fer (pertes constantes en première approximation, dans le noyau magnétique des transformateurs) et pertes Joule (échauffement des câbles selon une loi quadratique, c'est à dire dépendante du carré de l'intensité transitée).

Lors des études de développement du réseau, Gérédis recherche les solutions qui présentent le coût global pour la collectivité le plus faible, ce coût global incluant notamment le coût des investissements et le coût des pertes électriques. Un calcul complet des pertes électriques est inaccessible techniquement car il nécessiterait d'évaluer l'état de charge du réseau à chaque instant. Afin de s'affranchir de cette complexité, le calcul est ramené à un unique état de charge, mais en intégrant la représentativité de cet état par rapport au profil de charge complet annuel : ainsi cette simplification du calcul ne conduit ni à surestimer les pertes (en cas de sélection d'un état de forte charge), ni à sous-estimer les pertes (en cas de sélection d'un état de faible charge).

Avec les outils actuels, les études de développement du réseau se font en simulant l'état du réseau dans des situations de pointe de consommation ou de pointe de production, et c'est donc l'état de charge qui est retenu pour la simplification méthodologique exposée ci-dessus.

Ces simulations permettent d'évaluer la valeur en puissance des pertes électriques dans ces situations de pointe, mais ne permettent pas directement d'évaluer la quantité de pertes annuelles en énergie. La problématique est donc d'arriver, à partir de cette valeur en puissance, à estimer un coût en € des pertes annuelles, qui pourra être utilisé dans la comparaison du bilan économique de différentes solutions d'investissement.

Pour valoriser les pertes électriques, un modèle de coût du kW de pertes à la pointe, en €/kW/an, est utilisé. Ce modèle joue le double rôle d'extrapoler un point unique en puissance à la pointe en un volume annuel, et de valoriser ce volume en €. Pour traduire l'effet du profil de charge annuel et être représentatif du volume d'énergie perdue correspondant, ce coût est fonction de la durée d'utilisation de la pointe (H^*max , égal à l'énergie annuelle divisée par la puissance à la pointe). Cette valorisation des pertes inclut :

- L'achat sur le marché de l'énergie perdue sur le réseau de distribution (sur la base d'une prévision de coûts de marché à long terme),

¹ France Stratégie. (2021). *Complément opérationnel / RÉVISION DU TAUX D'ACTUALISATION*.

- l'impact de l'acheminement de cette énergie sur le réseau amont (sur la base du TURPE).

3.2 Valeur à date

La dernière mise à jour de la valeur du coût des pertes à la pointe s'applique à compter du 05/11/2025. Le coût des pertes à la pointe est évalué à partir d'une valeur de coût de marché de l'électricité à un horizon supérieur à 10 ans, qui représente un horizon de temps cohérent avec les enjeux étudiés, soit 82 €/MWh.

Les valeurs de coût des pertes à la pointe en fonction de H*max sont données par le tableau ci-après.

H*max(h)	Coût des pertes (€/kw) HTA
0	0
500	16
1000	32
1500	51
2000	74
2500	102
3000	135
3500	174
4000	219
4500	269
5000	323
5500	378
6000	433
6500	491
7000	552
7500	616
8000	682
8500	752
8760	806

4 Sections économiques

4.1 Présentation du paramètre et de son utilisation

Gérédis, dispose d'une gamme finie de conducteurs (lignes aériennes et câbles souterrains) qui ont été qualifiés et pour lesquels elle a passé des marchés avec des fournisseurs. Les différents types de conducteurs sont principalement caractérisés par leur matériau constitutif, et la section de la partie conductrice. Ces paramètres vont avoir un impact sur le courant maximal admissible, et sur la résistivité du conducteur. A matériau identique, plus la section est élevée, plus son courant maximal admissible est grand, et sa résistivité faible. Les pertes par effet Joule, qui se matérialisent par un échauffement du conducteur en sont ainsi diminuées.

Lorsqu'il met en place un conducteur, Gérédis sélectionne le type d'ouvrage qui permet de faire transiter le courant prévu, mais cherche aussi à minimiser les coûts sur toute sa durée de vie. Les coûts à considérer sont donc principalement le coût initial de l'ouvrage, et le coût des pertes Joule qui interviendront pendant toute la durée d'utilisation de l'ouvrage - de l'ordre de plusieurs dizaines d'années. Si le coût initial d'un conducteur augmente avec sa section, les pertes Joule qu'il induira pour acheminer une même quantité de courant diminuent. Il existe

donc un équilibre entre le coût économisé initialement en installant une section plus faible et le coût supplémentaire qui sera encouru pendant toutes les années ultérieures du fait de l'échauffement accru des câbles.

Cet équilibre dépend du coût de l'énergie à long terme, puisqu'il permet d'évaluer le coût des pertes générées sur la durée de vie du câble. Le taux d'actualisation, qui permet de comparer au sein d'un même calcul le coût que représente l'investissement initial et les coûts des pertes qui auront lieu chaque année, y compris à des horizons lointains, est un autre paramètre essentiel pour évaluer cet équilibre. La section optimale, qui conduit au moindre coût sur la durée de vie, résulte donc d'un compromis entre ces deux effets, et est toujours supérieure à la section minimale qui aurait permis de faire transiter le courant prévu.

Dans ses règles de dimensionnement, Gérédis prend en compte cet enjeu via des abaques de « sections économiques ». Ces abaques permettent d'identifier la section optimale à installer, en fonction de la puissance de pointe qui est prévue et de la durée d'utilisation de la pointe (H^*_{max} , égal à l'énergie annuelle divisée par la puissance à la pointe). Elles sont différentes en fonction du niveau de tension, et entre raccordement de producteurs et de consommateurs

4.2 Méthodologie de détermination de la valeur

Le principe de la construction des abaques de sections économiques est d'identifier à quel niveau de puissance le choix d'une section supérieure devient justifié économiquement, c'est-à-dire que le gain sur les pertes (sur la durée de vie de l'ouvrage) devient supérieur au surcoût du câble.

En pratique, les pertes sont estimées à partir du courant devant transiter dans le câble à la pointe, et du coût des pertes à la pointe (défini au chapitre 3 —). Ce dernier est une fonction de H^*_{max} , la durée d'utilisation de la pointe, qui caractérise le rapport entre l'énergie et la puissance devant transiter dans le câble.

Le passage à une section supérieure se fait donc lorsque le courant devant transiter dans le câble à la pointe dépasse un seuil défini comme :

$$I_{seuil} = \sqrt{\frac{\text{Surcoût du câble}}{3 \times \text{Gain de Résistance} \times K_{cpp}}}$$

Où K_{cpp} est la somme actualisée du coût des pertes à la pointe sur la durée de vie :

$$K_{cpp} = \sum_{i=0}^N \frac{CPP_i \times (H^*_{max})}{(1 + TA)^i}$$

Avec :

- Surcoût Câble : différence (en €/m) de coût entre une section et la section supérieure ;
- Gain Résistance : différence (en ohm/m) de résistivité entre une section et la section supérieure ;
- TA : Taux d'Actualisation ;
- CPP_i : Coût des Pertes à la Pointe à l'année i (fonction de l'évolution des charges, du prix de l'énergie...);
- N : la durée de vie (en pratique égale à 40 ans).

Les sections économiques sont donc définies par des abaques, en fonction de la puissance apparente à la pointe et de H^*_{max} . Le choix de la puissance apparente en variable d'entrée (plutôt que du courant) nécessite d'avoir des abaques différents par niveau de tension. Par ailleurs, on définit des abaques différents pour le raccordement de consommateurs ou de producteurs, car on fait l'hypothèse d'une croissance de la charge dans le cas d'un

consommateur (due à l'électrification progressive de ses usages), mais pas dans le cas d'un producteur. Enfin, les abaques prennent aussi en compte les intensités maximales admissibles pour chaque section (I_{map}).

Les paramètres influant sur la définition des sections économiques sont donc :

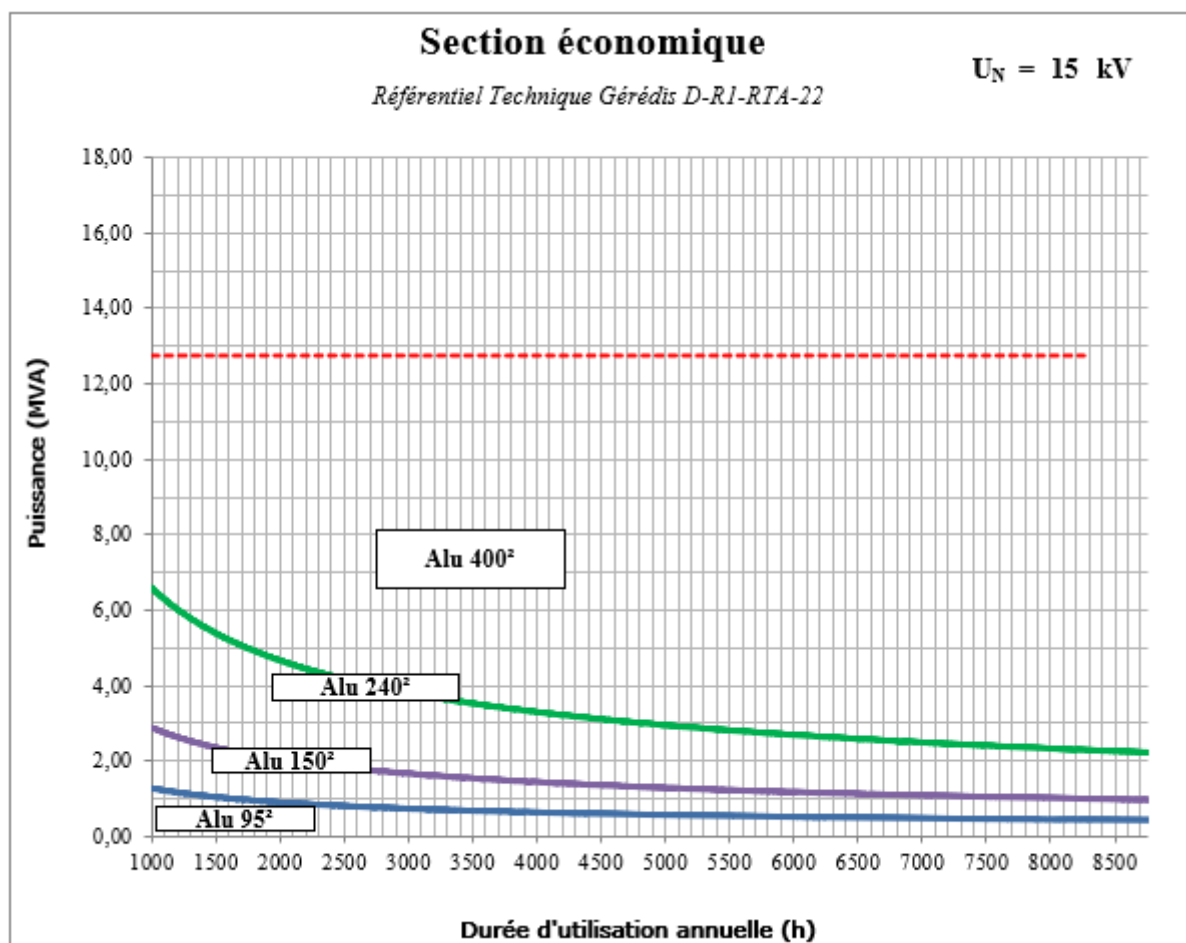
- Le coût des câbles (en fait, seuls les écarts de coût entre sections sont importants) ;
- les caractéristiques techniques des câbles : I_{map} et résistivité ;
- la durée de vie retenue pour le calcul ; — le coût des pertes à la pointe ;
- le taux d'actualisation ;
- le taux de croissance des charges.

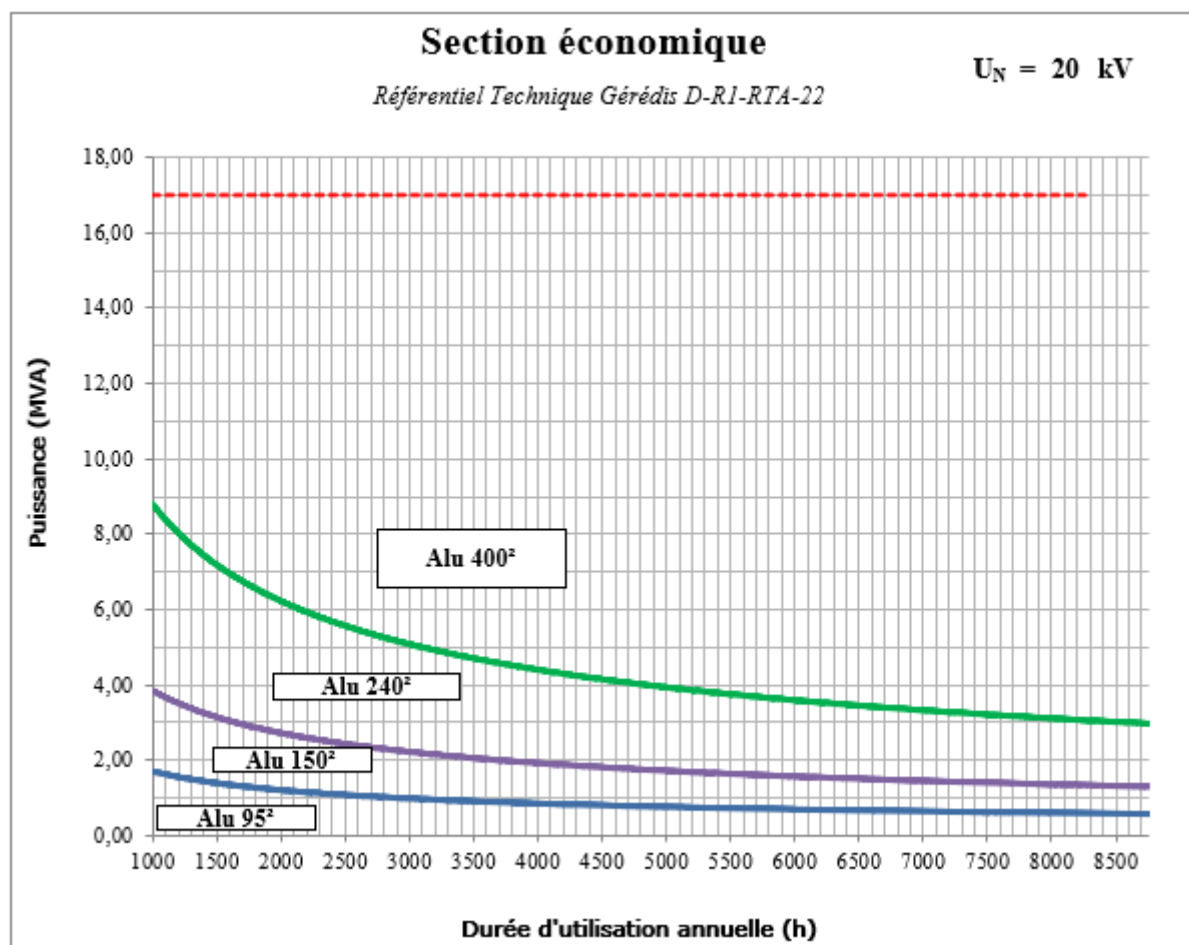
4.3 Valeur à date

La dernière mise à jour des abaques de sections économiques s'applique à compter du 05/11/2025

5 Abaques de sections économiques des câbles

En HTA





En BT

Raccordement individuel inférieur ou égal à 36 kVA ou raccordement d'un immeuble ou d'un lotissement (en dehors de la desserte intérieure du lotissement) :

	Technique Aérienne		Technique Souterraine		
Section économique	70 mm ² Alu	150 mm ² Alu	95 mm ² Alu	150 mm ² Alu	240 mm ² Alu
Puissance de Raccordement	< 60 kVA	≥ 60 et < 120 kVA	< 60 kVA	< 120 kVA	≥ 120 kVA

Raccordement individuel supérieur à 36 kVA :

	Technique Aérienne		Technique Souterraine		
Section économique	70 mm ² Alu	150 mm ² Alu	95 mm ² Alu	150 mm ² Alu	240 mm ² Alu
Puissance de Raccordement	< 60 kVA	≥ 60 et < 120 kVA	< 60 kVA	< 90 kVA	≥ 90 kVA

Renforcement du réseau :

	Technique Aérienne		Technique Souterraine		
Section économique	70 mm ² Alu	150 mm ² Alu	95 mm ² Alu	150 mm ² Alu	240 mm ² Alu
Puissance maxi transitée dans le réseau	< 50 kW	≥ 50 kW	< 40 kW	< 70 kW	≥ 70 kW

Raccordement dans la desserte intérieur d'un lotissement :

	Technique Souterraine		
Section	95 mm ² Alu	150 mm ² Alu	240 mm ² Alu
Puissance transitée	< 60 kVA	< 120 kVA	≥ 120 et ≤ 180 kVA