



Manuel

Exploitation du réenclenchement automatique sur les réseaux de distribution (NR 3 et NR 5)

Règles techniques pour le raccordement, l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution

REA – CH 2020

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Téléphone +41 62 825 25 25, fax +41 62 825 25 26, info@electricite.ch, www.electricite.ch



Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses (AES)
Hintere Bahnhofstr. 10
CH-5000 Aarau
Tél. +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs de la première édition de 2020

"Prénom Nom"	Entreprise	Fonction
Arian Rohs	AEW	Membre du GT
Thomas Frei	Alpiq	Membre du GT
Rainer Lietzow	Axpo	Membre du GT
Yann Gosteli	CKW	Membre du GT
Matthias Dietrich	BKW	Membre du GT
Markus Ettlin	EWO	Membre du GT
Cédric Chambettaz	Groupe E SA	Membre du GT
Bruno Wartmann	ewz	Chef du GT
Marco Roner	Repower	Membre du GT
François Renaud	Swissgrid	Membre du GT
Vitus Müller	SAK	Membre du GT
Patrick Bader	AES Aarau	Membre du GT
Matthias Wolf	EBL	Membre du GT

* GT = groupe de travail

Responsabilité de la Commission

La Commission Technique des réseaux & exploitation de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Date	"Brève description"
Mars 2016 – mars 2020	Élaboration par le groupe de travail (GT)
Juin 2020 – juillet 2020	Consultation de la branche
24 août 2020	Approbation par le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES a approuvé ce document à la date du 24 août 2020.

Imprimé n° 2203-f, édition 2020

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, distribution ou autre usage de ces documents que celui prévu pour le destinataire est interdit. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois tant aux femmes qu'aux hommes. Merci de votre compréhension.



Sommaire

Abréviations, concepts et définitions	6
Avant-propos	7
1. Introduction	8
1.1 Généralités	8
1.2 Objectif du manuel	8
1.3 Documents de la branche existants	8
2. Bases du RÉA	8
2.1 Généralités	8
2.2 Réseau moyenne tension NR 5	9
2.3 Réseau haute tension NR 3	9
3. Processus fonctionnel, concepts et paramètres	10
3.1 Déroulement du RÉA	10
3.1.1 Sous-stations avec centrales	10
3.1.2 Réseaux fortement maillés	10
3.1.3 Réseaux faiblement maillés	10
3.2 Concepts et indication relative au RÉA	11
3.2.1 Temps de pause hors tension	11
3.2.2 Coupure brève (CB)	11
3.2.3 Coupure longue (CL)	11
3.2.4 Essai de connexion manuel	11
3.2.5 Essai de connexion automatique	11
3.2.6 Connexion parallèle RÉA	11
3.2.7 Nombre de RÉA	12
3.3 Paramètres de la fonction RÉA	12
3.3.1 Période de blocage	12
3.3.2 Temps de pause	12
3.3.3 Temps d'action	12
4. RÉA selon les types de lignes	12
4.1 Lignes aériennes	12
4.2 Lignes mixtes	12
4.3 Lignes en câbles simples	12
5. Exigences relatives aux disjoncteurs	13
6. Temps de pause RÉA	14
6.1 Temps de pause hors tension optimisé	14
7. Exigences relatives au contrôle de la tension ou du synchronisme	16
7.1 Conditions de mise en circuit synchro-check	16
7.2 Conditions de mise en circuit contrôle de la tension	16
7.3 Logique de mise en circuit pour les réseaux de type radial	18
8. Blocage du DSF pendant les temps de pause RÉA	18



Liste des figures

Figure 1: Vue d'ensemble du processus de connexion RÉA	11
Figure 2: Séquence temporelle RÉA	15

Liste des tableaux

Tableau 1: Temps indicatifs des temps de pause conformément au document ESTI 247	9
Tableau 2: Cycle d'un disjoncteur conformément à la norme CEI 62271-100	13
Tableau 3: Recommandations temps de pause RÉA	14
Tableau 4: Valeurs indicatives pour les réglages du synchro-check	16
Tableau 5: Conditions de connexion avec synchro-check	17
Tableau 6: Essai de connexion avec contrôle de la tension	17
Tableau 7: Validation du RÉA avec synchro-check	18
Tableau 8: Validation du RÉA avec contrôle de la tension	18



Abréviations, concepts et définitions

Pour les concepts et définitions, nous renvoyons au glossaire de l'AES.

Abréviations utilisées:

REÁ	réenclenchement automatique
CB	coupure brève ou coupure de courte durée (réenclenchement rapide)
CL	coupure longue (réenclenchement lent)
Tp	temps de pause
C	centrale
SC	synchro-check
BC	barre collectrice
DLLB	Dead Line Life Bus (ligne hors tension, barre sous tension)
FRT	fault ride through



Avant-propos

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

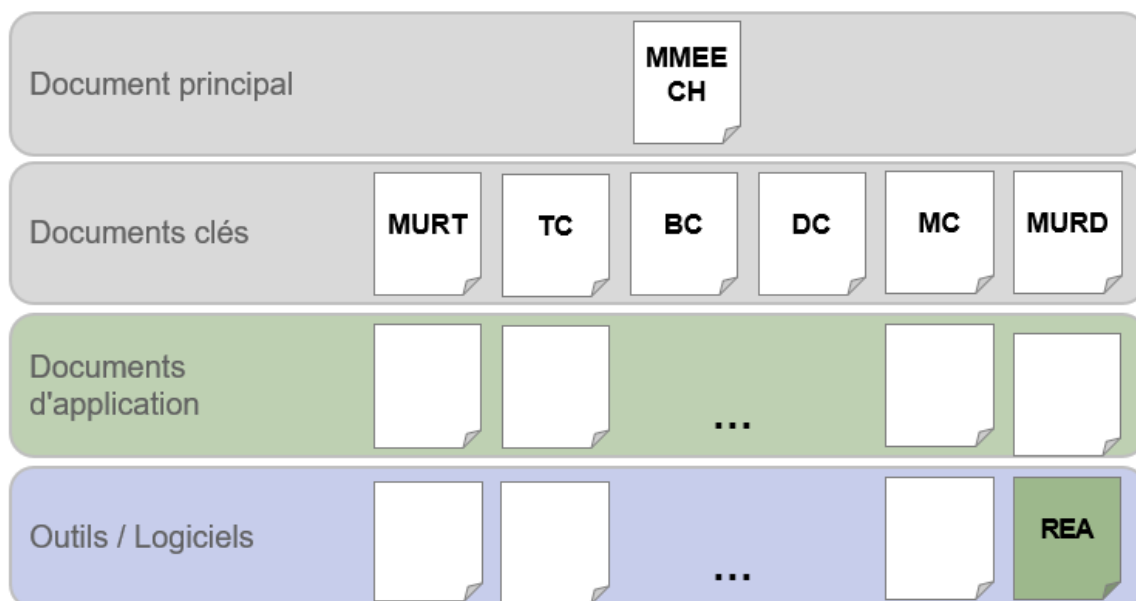
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils / Logiciels

Le présent document REA – CH 2020 est un manuel (outil/logiciel).

Structure des documents



1. Introduction

1.1 Généralités

- (1) Le besoin de nouvelles énergies renouvelables et le contexte politique entraînent des mutations profondes en matière de production d'énergie et de distribution. La situation est marquée par le passage progressif d'un nombre restreint de grandes centrales à une multitude de petites installations de production d'énergie (IPE) disséminées sur le territoire: le nombre de petites IPE décentralisées est en croissance constante.
- (2) Les modifications du concept de production d'énergie ont des répercussions sur le réseau de distribution. Les techniques primaire et secondaire du réseau doivent par conséquent être adaptées à cette évolution, qui influe aussi sur les exigences relatives au réenclenchement automatique (RÉA) sur les réseaux de distribution.

1.2 Objectif du manuel

- (1) Le présent document REA-CH décrit les exigences techniques relatives au RÉA des lignes sur les réseaux de distribution et définit les règles reconnues de la technique en matière de concepts et de réglages. Avec les nombreuses petites IPE, de nouvelles exigences relatives au réenclenchement automatique doivent être prises en compte, par exemple:
 - Après le réenclenchement, il existe un risque d'observer une mise en circuit asynchrone sur un champ tournant déjà existant, ainsi que les fortes charges qui en résulteront pour les moyens d'exploitation raccordés.
 - Sur les réseaux de lignes aériennes avec RÉA, l'extinction de l'arc électrique est compliquée voire empêchée par l'injection provenant des IPE.

1.3 Documents de la branche existants

- (1) Le contenu de ce document est coordonné et mis à niveau avec le document de la branche RR/IPE-CH de l'AES ainsi qu'avec le document ESTI n° 247.

2. Bases du RÉA

2.1 Généralités

- (1) Le RÉA vise à réduire la durée des coupures dans la fourniture d'énergie électrique suite à des courts-circuits sur le réseau en automatisant le réenclenchement manuel. Des processus critiques en termes de délais sont ainsi automatisés. Le RÉA accroît encore la sécurité d'approvisionnement et décharge le personnel des postes de conduite de tâches délicates sur le plan temporel.
- (2) Si le RÉA n'a pas de fonction de protection, il peut cependant être considéré comme un élément constitutif de cette dernière ainsi que de l'automatisation du réseau.
- (3) Si le défaut persiste après le RÉA, la ligne est définitivement déconnectée par la protection. Après clarification des circonstances, on peut effectuer des programmes de recherche ou bien entamer une



recherche des pannes sur place. Dans ce cas, la ligne ne peut être remise en service qu'après validation par la maintenance de la ligne ou après résolution de la perturbation. La mise en circuit s'effectue manuellement et est découplée du RÉA.

- (4) Les temps de pause de la coupure brève (CB) ou de la coupure longue (CL) peuvent varier selon le niveau de tension et doivent si possible respecter les plages suivantes:

Type	Temps de pause
Coupure brève	jusqu'à < 10 s
Coupure longue	15 – env. 200 s

Tableau 1: Temps indicatifs des temps de pause conformément au document ESTI 247

- (5) Les temps de pause relatifs au RÉA peuvent avoir une influence sur les statistiques des coupures de l'approvisionnement (MAIFI/SAIDI) et ainsi sur l'obligation d'annonce des coupures.
- (6) L'identification d'un réseau en îlot au niveau de l'onduleur (procédure de modulation «shift») et la déconnexion des installations de production qui en résulte peuvent durer jusqu'à 8 s. Lorsqu'une IPE soumise à l'obligation de participer au soutien dynamique du réseau est raccordée à une ligne exploitée avec RÉA, les conditions de mise en circuit et les temps de pause du RÉA doivent être coordonnés entre le GRD et l'exploitant d'installation.

2.2 Réseau moyenne tension NR 5

- (1) La résolution des pannes réseau avec arcs électriques est réussie lorsque le circuit électrique est séparé suffisamment longtemps du réseau ou de l'IPE injectant de l'énergie. Les réseaux moyenne tension sont traditionnellement exploités avec une compensation des défauts à la terre ou un point neutre isolé. Les défauts unipolaires surviennent uniquement sous forme de défauts à la terre sur ces réseaux. L'arc électrique s'éteint lorsque les bobines d'extinction sont correctement coordonnées ou lorsqu'il y a suffisamment de petits courants de défaut à la terre. En cas de défaut à la terre durable, le réseau peut continuer d'être exploité pendant quelque temps dès lors que les tensions de contact et de pas sont respectées. Sur les réseaux moyenne tension étendus avec point neutre isolé, les défauts à la terre sont souvent déconnectés par la protection et un RÉA est généralement effectué.
- (2) Les IPE à partir d'une certaine taille (cf. RR/IPE-NR 7 – CH) doivent pouvoir subir une coupure de tension (LVRT) et doivent contribuer, en fonction de leur puissance nominale et de la technologie, à un soutien dynamique du réseau par l'injection de courant réactif. Le comportement LVRT avec injection de courant réactif peut influencer la réussite d'un RÉA, ce qui peut entraîner une interconnexion asynchrone entre le réseau et l'IPE.

2.3 Réseau haute tension NR 3

- (1) Sur les réseaux haute tension avec compensation des défauts à la terre, ce sont les mêmes rapports qui s'appliquent pour les défauts à la terre que sur les réseaux moyenne tension. En raison du niveau d'isolation nominal plus élevé, des distances accrues entre les conducteurs et des câbles de terre généralement disponibles, la fréquence des défauts est toutefois plus faible. Sur les réseaux haute tension avec une mise à la terre du neutre à basse impédance, chaque défaut unipolaire représente



en revanche un court-circuit à la terre qui entraîne une mise hors tension définitive du circuit électrique concerné sans coupure brève. Il est donc judicieux d'équiper ces réseaux d'un RÉA unipolaire ou tripolaire.

3. Processus fonctionnel, concepts et paramètres

3.1 Déroulement du RÉA

- (1) Un RÉA peut être exécuté une ou deux fois. La CL peut aussi bien être exécutée après une CB infructueuse que de façon autonome sans CB préalable. En cas de RÉA simple, on s'appuie sur le temps de pause pour déterminer s'il s'agit d'une CB ou d'une CL. La mise en circuit doit si possible être effectuée sous contrôle de la tension ou du synchronisme.

3.1.1 Sous-stations avec centrales

- (1) Pour les sous-stations avec injections par des centrales, il est recommandé de prévoir uniquement une connexion parallèle automatique avec contrôle du synchronisme et de procéder à un essai de connexion avec contrôle de la tension dans la station opposée. Cela permet d'éviter des charges élevées sur les générateurs en cas de connexion à des points du réseau subissant une panne.

3.1.2 Réseaux fortement maillés

- (1) Sur les réseaux haute tension fortement maillés (NR 3), par expérience, aucun problème de stabilité n'est à déplorer après les déclenchements de protection et aucun réseau partiel non synchronisé ne se forme. Une CB des deux côtés/simultanée peut ainsi être autorisée. Dès lors que les installations techniques sont permises, la CB doit avoir lieu de façon analogue à la CL avec contrôle de la tension/du synchronisme.

3.1.3 Réseaux faiblement maillés

- (1) Sur les réseaux de distribution faiblement maillés, la CB et la CL doivent être échelonnées dans le temps. Un RÉA des deux côtés/simultané ne peut ainsi être autorisé. Un RÉA doit donc être effectué avec contrôle de la tension/du synchronisme.



3.2 Concepts et indication relative au RÉA

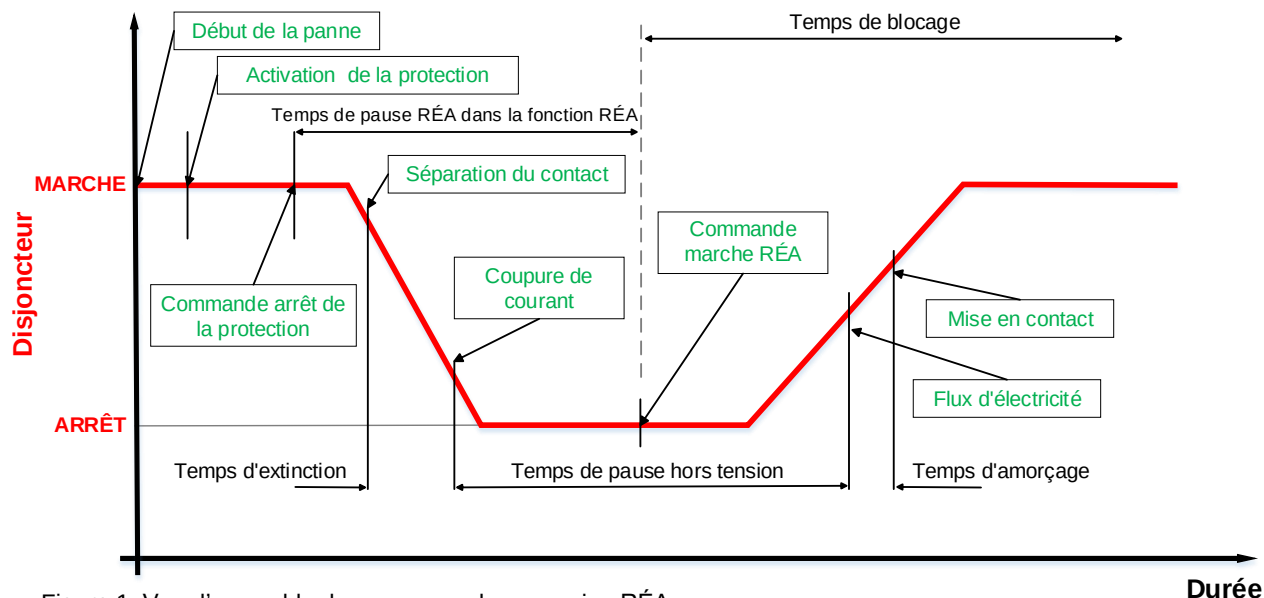


Figure 1: Vue d'ensemble du processus de connexion RÉA

3.2.1 Temps de pause hors tension

- (1) Il s'agit de la période qui va de la coupure du courant lors de la déconnexion jusqu'à la nouvelle entrée de courant lors de la reconnexion.

3.2.2 Coupure brève (CB)

- (1) Il n'y a qu'une coupure brève. En fonction du niveau de réseau ou du dimensionnement du disjoncteur, une coupure brève peut être unipolaire ou tripolaire.

3.2.3 Coupure longue (CL)

- (1) Il n'y a qu'une coupure longue. Une CL est toujours tripolaire.

3.2.4 Essai de connexion manuel

- (1) Lors du déclenchement, l'essai de connexion manuel est effectué sur la ligne hors tension. L'essai de connexion est toujours effectué de manière unilatérale.

3.2.5 Essai de connexion automatique

- (1) Le mécanisme automatique de reconnexion connecte automatiquement à une ligne hors tension après un déclenchement de protection.

3.2.6 Connexion parallèle RÉA

- (1) La connexion parallèle n'a lieu que lorsque l'essai de connexion a été réussi au niveau de la station opposée et que la tension est appliquée. La mise en circuit doit être effectuée avec un contrôle de la tension/du synchronisme.



3.2.7 Nombre de RÉA

- (1) Une CB et une CL au maximum sont autorisées conformément à la directive ESTI 247.

3.3 Paramètres de la fonction RÉA

3.3.1 Période de blocage

- (1) La période de blocage garantit que le disjoncteur bénéficie d'un temps de repos suffisamment long après un cycle RÉA. La durée doit être coordonnée avec les données techniques du disjoncteur et les directives d'exploitation.

3.3.2 Temps de pause

- (1) Le temps de pause (T_p) de la CB ou de la CL est lancé via la commande de déclenchement de la fonction de protection correspondante et peut être réglé séparément pour la CB et la CL. La durée influence essentiellement le temps de pause hors tension.

3.3.3 Temps d'action

- (1) Le temps d'action permet de définir dans quelle période de commande de la protection un RÉA doit avoir lieu. On peut ainsi définir par exemple si un RÉA ne doit avoir lieu que dans la première zone de protection à distance ou dans la première et la deuxième.
- (2) Dans de nombreux dispositifs de protection numériques, les fonctions de lancement d'un RÉA sont indépendantes du temps d'action.

4. RÉA selon les types de lignes

4.1 Lignes aériennes

- (1) Les lignes aériennes sont plus exposées aux influences extérieures (tempêtes, chutes de neige, etc.) que les câbles de terre et connaissent de ce fait généralement davantage de perturbations. Les expériences ont montré que les perturbations (notamment courts-circuits avec arcs électriques et foudre) se règlent d'elles-mêmes après une déconnexion de la ligne. En pratique, les CB réussies se chiffrent à 70 à 85%. La probabilité peut être portée jusqu'à 95% à l'aide de CB et de CL.

4.2 Lignes mixtes

- (1) En ce qui concerne les lignes mixtes, l'expérience montre que l'origine des pannes en cas de perturbations réside majoritairement dans un tronçon de la ligne aérienne.
- (2) Étant donné que les lignes aériennes présentent une plus grande probabilité de perturbation que les lignes en câbles, le RÉA peut en principe être pratiqué pour les lignes mixtes, même s'il n'y a qu'une faible part de lignes aériennes. Comme pour les lignes aériennes simples, on part ici du principe que la cause de la panne est résolue après une déconnexion de la ligne.

4.3 Lignes en câbles simples

- (1) Il faut renoncer à pratiquer un RÉA sur les lignes en câbles simples.



5. Exigences relatives aux disjoncteurs

- (1) Afin de pouvoir procéder à une CB (< 10 s) et à une CL (jusqu'à 200 s environ), les disjoncteurs doivent être disposés comme suit (y c. temps d'enroulement du mécanisme):

Disj.	Temps de pause min.	Disj.	Temps de pause	Disj.
O -	(t = 0,3 s)	- CO -	(t' jusqu'à 180 s)	-CO
open	Tp 1	close-open	Tp 2	close-open
ouverture	premier RÉA (CB)	fermeture + ouverture	deuxième RÉA (CL)	fermeture + ouverture

Tableau 2: Cycle d'un disjoncteur conformément à la norme CEI 62271-100

Tp 1 = temps de pause minimum pour le premier cycle

Tp 2 = temps de pause pour le deuxième cycle conformément à la spécification (40 s, 60 s ou 180 s)

Adaptation possible du temps de pause CL:

- (2) Il relève de la responsabilité de l'exploitant de réduire les durées des CL dans le cadre du RÉA conformément à la plaque signalétique d'un disjoncteur. De simples formules permettent d'évaluer soi-même les temps de réduction. Dans tous les cas, il convient de s'entretenir avec le fournisseur de disjoncteur à ce sujet.
- (3) Le temps de pause nécessaire peut être mis en rapport avec le courant de court-circuit apparaissant au carré. Pour le calcul du courant de court-circuit maximal avec un temps de pause réduit Tp 2, le principe suivant s'applique:

$$t \sim I_k^2$$

- (4) Si le courant de court-circuit maximal possible I_k s'élève seulement à la moitié du courant de court-circuit maximal autorisé I_{kN} (directive du fabricant), le temps de pause t peut être réduit à un quart du temps de pause garanti par le fabricant.

Exemple:

Soit un disjoncteur avec un courant de court-circuit nominal / courant de coupure de 40 kA (1 s) et un temps de pause Tp 2 de 180 s. Afin que le temps de pause de 180 s puisse être réduit à 60 s, le courant de court-circuit (I_k) ne peut être supérieur à 23 kA (correspond à $40 \text{ kA} / \sqrt{3}$).

- (5) Il en résulte les courants de court-circuit max. autorisés suivants pour des temps de pause plus courts:

$$\text{Tp 2} = 90 \text{ s} \quad I_k = 40 \text{ kA} / \sqrt{(180/90)} = 28 \text{ kA}$$

$$\text{Tp 2} = 60 \text{ s} \quad I_k = 40 \text{ kA} / \sqrt{(180/60)} = 23 \text{ kA}$$



6. Temps de pause RÉA

- (1) Le Tableau 1 indique les temps de pause possibles pour le RÉA. Il s'agit de données indicatives susceptibles de varier en fonction du réseau.

Type	Recommandations temps de pause RÉA
Coupure brève	<u>NR 5 (moyenne tension)</u> - En général: 0,3 s à < 10 s - Lorsque l'IPE est raccordée à la sortie de ligne avec obligation de participation au soutien du réseau dynamique, selon l'étendue des fonctions du relais de protection et de l'installation de couplage (mesure de la tension), on observe les possibilités suivantes: a) 8 s à < 10 s et hypothèse selon laquelle les IPE se sont séparés du réseau après ce temps, hors formation d'un réseau en îlot b) 0,3 s à < 10 s et vérification du caractère hors tension à la sortie, cf. chapitre 7.2. Également possible en combinaison avec un temps de pause hors tension optimisé, cf. chapitre 6.1. c) 0,3 s à < 10 s et utilisation d'un synchro-check. Également possible en combinaison avec un temps de pause hors tension optimisé, cf. chapitre 6.1. <u>NR 3 (haute tension)</u> - Réseaux fortement maillés sans risque de formation d'un réseau partiel non synchrone: 0,3 s à < 10 s hors échelonnement dans le temps aux deux extrémités de la ligne. - Réseaux faiblement maillés: échelonnement dans le temps aux deux extrémités de la ligne, p. ex. essai de connexion avec 1,0 s et connexion parallèle après 3 s. Recours à un synchro-check recommandé.
Coupure longue	<u>NR 5 (moyenne tension)</u> - Généralement: entre 15 et 200 s environ. Typiquement 60 s. - Remarque: prendre en compte les temps de repos du disjoncteur <u>NR 3 (haute tension)</u> - Généralement: entre 15 et 200 s environ. - Connexion parallèle avec synchro-check recommandée

Tableau 3: Recommandations temps de pause RÉA

6.1 Temps de pause hors tension optimisé

- (1) Les temps de pause réglés dans la fonction RÉA peuvent être rallongés de façon dynamique en interaction avec une fonction synchro-check dès lors que la condition de validation du synchro-check n'est pas prévue directement après l'expiration du temps de pause réglé de manière fixe. La fenêtre de temps de connexion autorisée, définie au Tableau 1, est ainsi exploitée de façon optimale. Cela présente l'avantage de permettre de réduire les temps de coupure au minimum lors d'un RÉA, ce qui accroît la stabilité du réseau.



- (2) Cette application vaut pour un R  A tripolaire avec un contrôle du synchronisme ou de la tension. L'ouverture des trois pôles du disjoncteur permet que les deux parties du réseau soient asynchrones. Un contrôle du synchronisme doit donc être effectué.    la Figure 2, le bloc de fonctions R  A est représenté avec le paramètre réglé de manière fixe pour la mise en circuit. Le bloc de fonctions «Syn» pour le contrôle du synchronisme dispose d'un critère de validation permettant de commander la durée de la mise en circuit flexible.
- (3) Après l'expiration du temps de pause réglé dans le bloc de fonctions R  A, la mise en circuit ou l'inter-
ruption peut être reportée en adaptant la validation du contrôle du synchronisme.
- (4) Le temps d'attente maximal pour la validation du synchro-check devrait être réglé de sorte que la durée de la CB exigée puisse être maintenue jusqu'à < 10 s. Si après l'expiration du temps de pause réglé de manière fixe, il n'y a pas de validation du synchronisme, le temps de pause est rallongé de façon dynamique en fonction de ce temps d'attente. Dès lors qu'il n'y a pas de validation au moyen du synchro-check également pendant le temps d'attente et qu'il y a une connexion du disjoncteur, le cycle R  A suivant – dès lors qu'il est disponible – doit être introduit ou le R  A interrompu.
- (5) Sur la figure suivante, la séquence temporelle représentée illustre comment la «commande du disjoncteur CONNEXION» peut être command  e par le biais du synchro-check. Avec le signal «synchro ok», le temps de mise en circuit peut varier. Dans un cas extrême, la mise en circuit est effective directement après le temps de pause ou le R  A est interrompu après l'expiration du temps d'attente maximal pour le synchro-check.

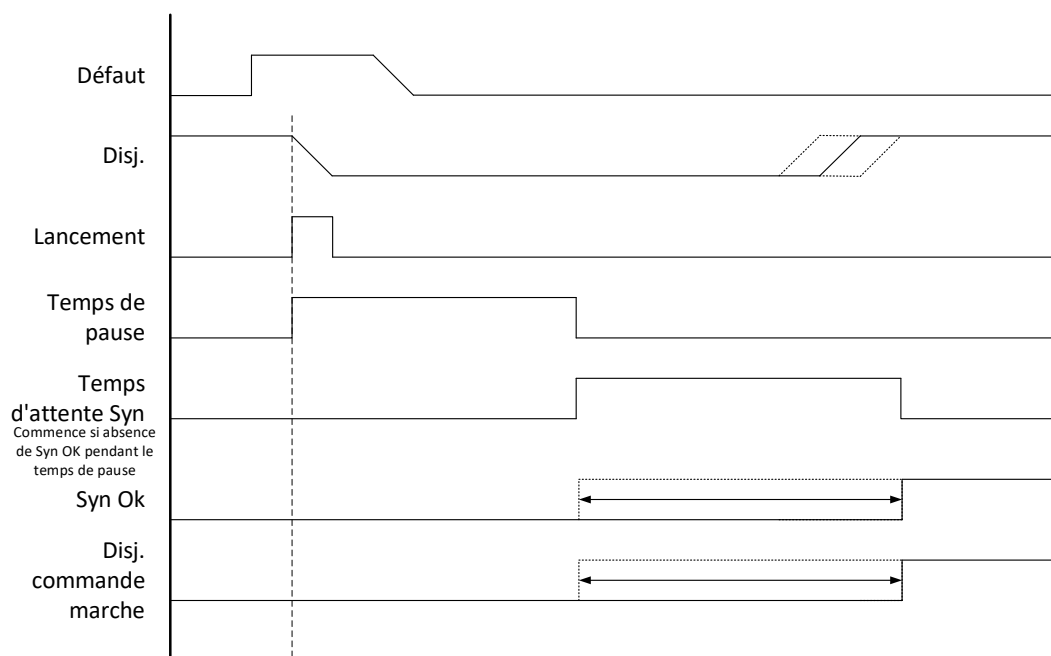


Figure 2: Séquence temporelle R  A

7. Exigences relatives au contrôle de la tension ou du synchronisme

7.1 Conditions de mise en circuit synchro-check

- (1) Le synchro-check est considéré comme correspondant à l'état de la technique. En fonction de l'installation de couplage, une rémanence de tension des barres collectrices est également nécessaire. Un synchro-check permet de contrôler les paramètres suivants:

Paramètres		Réglages recommandés	Remarques
Différence de tension	Delta U	$\leq 20\% U_n$	
Différence de fréquence	Delta f	0,1 – 0,2 Hz	Glissement
Différence angulaire	Delta Phi	10– 25 degrés	Pour les centrales, plutôt 10 degrés
Tensions	U_{min1}	20 - 30% U_n	<U, barre collectrice ou ligne hors tension
	U_{min2}	70 - 80% U_n	>U, tension disponible. Tension minimale pour la validation du synchro-check
	U_{max}	115 - 120% U_n	>U, le synchro-check est bloqué

Tableau 4: Valeurs indicatives pour les réglages du synchro-check

7.2 Conditions de mise en circuit contrôle de la tension

- (1) Lorsque la mise en circuit est réalisée avec un contrôle de la tension, soit la tension peut être lue sur la ligne avec un transformateur de tension ou bien, avec une entrée binaire, le système de vérification de la tension capacitif peut être lu sur l'appareil de protection. Pour les systèmes de vérification de la tension ohmiques ou capacitifs, le seuil de tension «tension oui/non» n'est pas réglable et doit ainsi être vérifié à l'aide de la fiche de données.
- (2) Le seuil de tension U_{min1} est analogue aux valeurs indiquées au Tableau 4.
- (3) Les mises en circuit du RÉA sont commandées avec la logique dédiée. Dans la plupart des cas, une direction de la mise en circuit définie de façon fixe est déterminée. Avec cette logique de mise en circuit, la connexion parallèle après un RÉA pour le deuxième côté à mettre en circuit n'a lieu que si le RÉA a été réussi sur le premier. Cela permet de réduire d'autres interruptions de tension sur le réseau de distribution. Un échelonnement dans le temps des deux mises en circuit est judicieux étant donné que dans le cas d'une panne qui n'est pas bilatérale, on ne procède pas à une connexion multiple. Dès lors qu'un synchro-check n'est disponible que sur un côté, une connexion parallèle peut avoir lieu avec un synchro-check. Sur les réseaux de distribution fortement maillés, un échelonnement dans le temps des essais de connexion automatiques n'est pas forcément possible.



Signification des abréviations dans les tableaux suivants

DB = Dead Bus = barres collectrices hors tension

LB = Life Bus = barre collectrice sous tension

DL = Dead Line = ligne hors tension

LL = Life Line = ligne sous tension

Barre collec- trice	Ligne	Validation du RÉA	Barre collec- trice	Ligne	Validation du RÉA
DB	DL	Non	DB	DL	Non
DB	LL	Non	DB	LL	Non
LB	DL	Oui	LB	DL	Non
LB	LL	Oui, avec syn- chro-check	LB	LL	Oui, avec syn- chro-check
Essai de connexion RÉA Premier côté à mettre en circuit			Connexion parallèle RÉA Deuxième côté à mettre en circuit		

Tableau 5: Conditions de connexion avec synchro-check

- (4) La différence temporelle entre le premier ou le deuxième côté à mettre en circuit devrait s'élever à > 0,3 s afin que les processus d'établissement éventuels ne bloquent pas le contrôle de la tension ou du synchronisme.

Barre collectrice	Ligne	Validation du RÉA
Tension de la BC non prise en compte	DL	Oui
Tension de la BC non prise en compte	LL	Non, le contrôle de la tension empêche une possible mise en circuit asynchrone
Essai de connexion RÉA Premier côté à mettre en circuit		

Tableau 6: Essai de connexion avec contrôle de la tension

- (5) Après un essai de connexion réussi du premier côté à mettre en circuit, la mise en circuit du deuxième côté (connexion parallèle) s'effectue de façon manuelle.



7.3 Logique de mise en circuit pour les réseaux de type radial

- (1) Sur les réseaux de type radial, le RÉA est effectué à partir du côté avec injection sur le réseau. Dans les réseaux sur lesquels il existe des possibilités de réinjection par les IPE, un synchro-check ou la vérification du caractère hors tension de la sortie sont recommandés avant la mise en circuit. Les validations de RÉA qui en résultent se présentent comme suit:

Barre collec- trice	Ligne	Validation du RÉA
DB	DL	Non
DB	LL	Non
LB	DL	Oui
LB	LL	Oui, avec synchro-check
Essai de connexion RÉA		

Tableau 7: Validation du RÉA avec synchro-check

Barre collec- trice	Ligne	Validation du RÉA
Tension de la BC non prise en compte (tension de sortie unique- ment)	DL	Oui
	LL	Non, le contrôle de la tension empêche une possible mise en circuit asynchrone
Essai de connexion RÉA		

Tableau 8: Validation du RÉA avec contrôle de la tension

8. Blocage du DSF pendant les temps de pause RÉA

- (1) Pendant les temps de pause RÉA, il convient de veiller à ce que le délestage automatique de la sous-fréquence (DSF) ne fonctionne pas. Le fonctionnement indésirable de la protection DSF peut survenir sur les réseaux avec injections décentralisées pendant les temps de pause. En fonction de la configuration du réseau, des appareils et du concept DSF, il pourrait être avantageux de bloquer le DSF pendant les temps de pause RÉA. On peut alors obtenir qu'aucun message erroné ne soit transmis au poste de conduite ou que le RÉA soit interrompu par le déclenchement DSF indésirable supplémentaire. La problématique est pertinente si les fonctions RÉA et DSF sont réalisées à la même sortie de ligne et que la tension pour le DSF est mesurée à la sortie après le disjoncteur.

