

COMITE SYNDICAL DU 1^{er} DECEMBRE 2025

PROCES-VERBAL

Le lundi 1^{er} décembre 2025 à 09h30, s'est réuni à Privas, le comité syndical de Territoire d'énergie Ardèche, sous la présidence de M. Patrick COUDENE.

Membres convoqués : 99
Membres présents : 53
Excusés : 06
Pouvoir : 02
Membres votants : 55

La réunion a été ouverte par M. Patrick COUDENE qui a accueilli les membres du comté et excusé les absents. Dans le contexte actuel des travaux d'extension des locaux du Territoire d'énergie Ardèche, la réunion s'est déroulée dans la salle de l'Espace Ouvèze de Privas, gracieusement mise à disposition par M. Michel VALLA.

Le Président, M. Patrick COUDENE a annoncé l'atteinte du quorum et a ouvert la séance.
Le compte-rendu du Comité Syndical du 15 septembre 2025 est approuvé.

Monsieur Jean-Paul BULINGE a été désigné secrétaire de séance.

Le Président a énoncé l'ordre du jour comprenant les points suivants :

1. FINANCES

- Débat d'Orientation budgétaire 2026
- Admission en non-valeur
- Décision modificative N°3
- Exercice 2026- autorisation d'engagement des dépenses d'investissement

2. RESSOURCES HUMAINES

- Instauration de la participation financière du syndicat a la protection sociale complémentaire santé des agents dans le cadre de la labellisation
- Réorganisation fonctionnelle des services

3. ECLAIRAGE PUBLIC

- Réajustement du plan de financement du schéma directeur de la commune de Bozas

- Approbation de la mise en place d'un schéma directeur d'éclairage public sur deux communes d'Ardèche
- Adhésion à la convention constitutive pour la mise en place d'un accord-cadre pour la construction d'un réseau bas débit (LoRawan) et d'un cœur de réseau (LNS).

4. ENERGIE

- Adhésion à la convention constitutive d'un groupement de commandes pour l'exploitation et la maintenance des installations de chauffage
- Adhésion nouvelles communes au marché audit énergie

5. CONCESSIONS

- Présentation des comptes d'activité 2024 -GRDF
- Bilan d'activité de la SAEML Energie Rhône Vallée 2024

DIVERS

- Information sur les règles d'attribution du chèque énergie
- Présentation du rapport Analyse d'impact Scénarisée

I. DEBAT D'ORIENTATION BUDGETAIRE 2026

Il est proposé aux membres de l'Assemblée de prendre acte du débat d'orientations budgétaires 2026 suivant et détailler dans une note annexée au présent document :

1. Les actions nouvelles

Mission / Service	Objectifs 2026	Indicateurs de suivi
Électrification	Finaliser le PPI 2023-2026 et préparer le PPI 2027-2030 ; atteindre 25 % du réseau BT en souterrain ; assurer le suivi qualité de fourniture.	% réseau enfoui, nombre d'opérations PPI, indicateur qualité de tension
Éclairage public	Achever le diagnostic des points lumineux ; atteindre 70 % de luminaires LED (10 000 remplacés) ; finaliser le schéma directeur EP (12,3 M€).	% LED installées, nombre de diagnostics, taux exécution PPI EP
Objets connectés / Réseau LoRaWAN	Déployer le réseau bas débit sur 10% du territoire ; 200 armoires connectées en service.	% couverture LoRa, nb armoires connectées
Performance énergétique	Maintenir 600 000 € d'aides ; lancer le suivi connecté de 20 bâtiments publics ; créer une veille réglementaire énergie.	Montant aides engagées, nb bâtiments télégérés, notes de veille
Énergies renouvelables	Mettre en service 30 centrales photovoltaïques ; lancer 10 projets d'autoconsommation collective ; consolider le fonds chaleur ADEME.	nb centrales, nb projets ACC, enveloppe ADEME consommée
Mobilité décarbonée	Moderniser 50 bornes Eborn et installer 10 nouvelles; exploiter la station Bio-GnV et mesurer les retombées.	nb bornes actives, taux disponibilité réseau, volume Bio-GnV
Fonctions support - SI	Déployer le nouveau logiciel métier et le plan cybersécurité (audit + formation).	logiciel opérationnel, % collaborateurs formés
Fonctions support - Finances	Mettre en place la comptabilité analytique et développer le contrôle de gestion.	outil actif, tableaux de bord trimestriels
Fonctions support - RH	Mettre en œuvre la protection sociale complémentaire ; lancer la GPEEC (diagnostic et plan 2027-2030).	taux adhésion PSC, livrable GPEEC validé
Fonctions support - Juridique	Élaborer le guide interne des marchés publics ; intégrer la Charte Environnement dans les procédures.	guide validé, % marchés intégrant la charte
Communication & Gouvernance	Organiser 4 webinaires et 45 visites de chantiers ; finaliser la refonte du site/extranet.	nb actions réalisées, taux participation élus

2. Les actions engagées

Mission / Service	Actions 2025
Électrification	<ul style="list-style-type: none"> • Suivi qualité de fourniture et adaptation réglementaire • Travaux de renforcement et d'extension cohérents avec les projets communaux • Poursuite des enfouissements en centres-bourgs
Éclairage public	<ul style="list-style-type: none"> • Lancement du programme de rénovation : 10 000 points LED d'ici 2026 • Accompagnement technique des communes
Réseau d'objets connectés	<ul style="list-style-type: none"> • Déploiement initié du réseau bas débit LoRaWAN • Expérimentation de la télégestion des armoires EP
Performance énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Renouvellement de l'enveloppe annuelle de 600 000 € d'aides • Déploiement des premiers économes de flux • Mise en place d'un tableau de bord énergétique communal
Énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> • Démarrage du programme des 100 centrales photovoltaïques • Sélection des premiers projets d'autoconsommation collective • Gestion du fonds chaleur ADEME (6 M€ sur 2024-2026) • Déploiement de la maîtrise d'ouvrage déléguée pour la conversion EnR
Mobilité décarbonée	<ul style="list-style-type: none"> • Modernisation du réseau Eborn • Préparation de l'ajout de 40 nouvelles bornes à horizon 2030 • Ouverture de la première station Bio-GnV
Fonctions support - SI	<ul style="list-style-type: none"> • Amélioration des procédures interservices • Préparation du nouveau logiciel métier (2026) • Tests initiaux du plan cybersécurité
Fonctions support - Finances	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en place de la comptabilité analytique • Renforcement du contrôle de gestion
Fonctions support - Juridique	<ul style="list-style-type: none"> • Refonte des procédures marchés publics (préparation du guide 2026)
Fonctions support - RH	<ul style="list-style-type: none"> • Lancement du diagnostic QVT • Préparation de la protection sociale complémentaire (2026)
Gouvernance, RSE et communication	<ul style="list-style-type: none"> • Poursuite du diagnostic RSE et réflexion stratégique 2025-2026 • Délocalisation des réunions du bureau (1/mois) • Refonte du site internet / extranet • Organisation de webinaires et visites de chantiers

Au niveau financier, les dépenses principales porteraient sur :

▪ TRAVAUX ER	14 000 000 €
▪ ECLAIRAGE PUBLIC	8 500 000 €
Maintenance, travaux, Aides financières	
▪ Objets connectés	2 000 000€
▪ Maîtrise des Energies	3 500 000€

Les principaux financements en 2026 seraient :

▪ TCCFE	8 000 000 €
▪ CAS FACE	5 500 000 €
▪ REDEVANCES	2 100 000 €
▪ FCTVA	1 500 000 €
▪ PARTICIPATIONS COMMUNES	19 398 000 €

Le Président présente le Rapport d'orientation budgétaire.

Concernant la stratégie 2025/30, il souligne l'ampleur du travail apporté et nécessaire pour arriver à la construction d'un plan stratégique.

Le Président demande un retour sur les CEE par rapport au service Prémium, expérimental.

Le président souligne l'importance, pour Territoire d'Énergie Ardèche, de se doter d'un pôle d'économies de flux, au regard des expériences menées par les collectivités, dont les résultats se sont révélés peu concluants.

Le Président salue la qualité de la coordination avec l'ALEC07, reconnue au niveau national pour son efficacité.

Le Président est satisfait d'annoncer la mise en marche prochaine de la station GNV

Le parc de bornes de recharge est en cours de modernisation pour remplacer les équipements vétustes qui ne répondaient plus aux besoins et qui faisaient défaut.

Monsieur Jean LEYNAUD commente les chiffres du tableau Bilan 2024 et perspectives 2025
Monsieur Jean-Paul BULLINGE intervient sur la partie des ressources humaines, il présente des remerciements et sa reconnaissance pour la qualité du travail réalisé par Laurent RICAUD, DGS, Sandrine Lalande, DGA et Mathieu Benoît, RH.

II. ADMISSION EN NON VALEUR

Dans un souci de clarté et afin d'épurer les sommes modiques entre 2023 et 2024, le Comptable Public nous demande de délibérer pour mettre en admission en non-valeur ces recettes : Reste à Recouvrer inférieur au seuil de poursuite.

Pour mémoire, l'admission en non-valeur concerne :

- Les créances dont le recouvrement ne peut être effectué pour cause d'insolvabilité ou l'absence des débiteurs. Elle intervient donc après avoir épuisé toutes les possibilités :

recours amiable, lettres de relance et de mise en demeure, les poursuites par voie d'huissier de justice, au vu d'un procès-verbal de carence de l'huissier.

- Les créances pour lesquelles l'ordonnateur a refusé d'autoriser par écrit les poursuites en déchargeant ainsi le comptable de toute responsabilité (article 46 décret n°85-924 du 30 août 1985). Dans ce cas le comptable présente immédiatement en non-valeur les créances concernées.
- Il s'agit d'un acte à caractère financier et budgétaire, or l'organe compétent dans ce domaine est le conseil syndical.

L'admission en non-valeur entraîne une modification du budget initial. Elle a pour but d'apurer la prise en charge d'une créance. Ainsi au titre de l'année 2025, l'inscription budgétaire au compte 654 « Pertes sur créances irrécouvrables permettra d'épurer les produits ci-dessous, comme demandé, par le Comptable public pour un montant total de 0,72 € :

2024	T-5384	11/10/2024	Etables commune	0,50
2024	T-5813	13/11/2024	Van develden sara	0,06
2025	T-80	23/01/2025	Brossainc 00044 commune	0,01
2025	T-1257	11/03/2025	Bessas commune	0,11
2025	T-1958	15/05/2025	Eiffage Energie	0,01
2025	T-2845	07/07/2025	Mairie de Labastide sur Besorgues	0,03

III. DECISION MODIFICATIVE N°3

Le Budget Primitif 2025 adopté en séance du 10 mars 2025 dernier s'équilibre comme suit :

- Section de fonctionnement : 19 717 620,00€
- Section d'investissement : 44 448 171,77€

Compte tenu de l'activité du Syndicat, il convient de réajuster les crédits suivants :

- Section de fonctionnement :
- Section d'investissement : 86 747.00 €

Ces crédits portent sur l'inscription de nouvelles opérations sous maîtrise d'ouvrage déléguée en matière de maîtrise des énergies ou bien encore d'ajustements budgétaires.

IV. EXERCICE 2026- AUTORISATION D'ENGAGEMENT DES DEPENSES D'INVESTISSEMENT

Il est rappelé au Comité Syndical que pour permettre la poursuite normale des opérations et compte tenu de la date du vote du Budget Primitif prochain, il conviendrait, comme à l'accoutumée, d'autoriser le président à engager les dépenses d'investissement nécessaires, sur la base des dispositions de l'article L 1612-1 du Code Général des Collectivités territoriales qui stipule notamment :

« Jusqu'à l'adoption du budget, l'exécutif de la collectivité, peut, sur autorisation de l'organe délibérant, engager, liquider et mandater les dépenses d'investissement, dans la limite du quart des crédits ouverts au budget de l'exercice précédent. »

Cette décision vaudrait la totalité des crédits d'investissement ouvert (BP + DM) de l'exercice 2025, cf. tableau détaillé joint par chapitre :

Chapitre	BP 2025	Prévu 2025	Quart
	37 059 993,31	41 454 864,02	10 363 716,01
13 - Subventions d'investissement	20 000,00	50 000,00	12 500,00
20 - Immobilisations incorporelles	1 113 127,01	1 113 127,01	278 281,75
204 - Subventions d'équipement versées	1 723 095,24	1 723 095,24	430 773,81
21 - Immobilisations corporelles	340 000,00	340 000,00	85 000,00
23 - Immobilisations en cours	29 413 621,39	29 410 421,39	7 352 605,35
45811463 - CC LOIRE ALLIER COUCOURON 17/0084 Lot 10 Renf Poste MONTLAUR	13 592,45	13 592,45	3 398,11
45811669 - VOGUE 18/0287 Lot 14 ENF route de Sauveplantade	19 102,53	19 102,53	4 775,63
45811739 - ISSANLAS 19/0147 Lot 10 ENF BT Retournas	5 000,00	5 000,00	1 250,00
45811826 - CELLIER DU LUC 20/0228 enf bourg La Serre Lot 16	47 183,16	47 183,16	11 795,79
45811832 - RUOMS 20/0176 renf Thérèse vieux village Lot 14	12 000,00	12 000,00	3 000,00
45811884 - LALEVADE 21/0013 fiab les Tanins Lot 9	5 858,14	5 858,14	1 464,54
45811912 - GRAS 21/0124 renf Reynouard Lot 15	8 855,59	8 855,59	2 213,90
45811923 - ALISSAS 21/0175 enf Bricoux Lot 7	24 288,41	24 288,41	6 072,10
45811928 - GRAS 21/0165 renf la plaine Lot 15	12 817,40	12 817,40	3 204,35
45811941 - ST MARTIAL 21/0204 enf poste cimetière Lot 16	0,00	13 500,00	3 375,00
45811968 - MERCUER CHAUFFERIE BOIS	12 905,23	12 905,23	3 226,31
45811969 - UCEL PHOTOVOLTAIQUE	0,00	4 000,00	1 000,00
458119701 - ST PRIVAT PHOTOVOLTAIQUE	0,00	4 100,00	1 025,00

45811971 - CTE BERG COIRON PHOTOVOLTAIQUE	34 000,00	34 000,00	8 500,00
45811978 - ROMPON 22/0028 renf Font du Pouzin Lot 7	5 189,17	5 189,17	1 297,29
45811984 - ACCONS 22/0013 enf Me Monteil Lot 16	45 841,38	45 841,38	11 460,35
45811987 - BOURG ST A 21/0337 enf av de la gare Lot 15	3 938,55	3 938,55	984,64
45811996 - ST LAGER BRESSAC 20/0294 renf Les Mottes Lot 7	14 270,33	14 270,33	3 567,58
45811999 - ST MAURICE D IBIE CHAUFFERIE	4 000,00	5 400,00	1 350,00
45812002 - VALGORGE CHAUFFERIE BOIS	4 348,40	4 348,40	1 087,10
45812008 - CTE 07 SOURCES VOLCANS PHOTOVOLTAIQUE	0,00	4 080,00	1 020,00
45812011 - GROSPIERRE 23/0013 enf route du souvenir Lot 13	11 335,61	11 335,61	2 833,90
458120201 - 23/0009 VESSEaux enf le Fort Lot 8	26 511,10	26 511,10	6 627,78
45812028 - 23/0015 ST JULIEN ST ALBAN enf rue Louis Vinson LOT 7	13 690,60	13 690,60	3 422,65
45812029 - 23/0014 FLAVIAC enf traversée village Lot 16	13 641,18	13 641,18	3 410,30
458120301 - 23/0012 ROCHER enf Vernale Lot 11	8 514,69	8 514,69	2 128,67
45812032 - 23/0003 CHOMERAC enf route Privas Le Pouzin Tr 1 a 3 Lot 16	47 638,70	47 638,70	11 909,68
45812033 - 23/0002 ST VINCENT DE BARRES enf rte de Rieutord Lot 16	23 068,11	23 068,11	5 767,03
45812036 - 22/0194 GRAS renf poste St Vincent Lot 15	2 279,87	2 279,87	569,97
45812038 - 22/0179 ST THOME renf poste Chasser Lot 15	23 137,07	23 137,07	5 784,27
45812043 - 23/0004 VANOSC enf Pouillas Lot 16	26 205,23	26 205,23	6 551,31
45812044 - 22/0188 GUILHERAND enf rue Henri Dunant	43 811,98	43 811,98	10 953,00
45812046 - BELSENTES CHAUFFERIE	60 542,80	60 542,80	15 135,70
45812047 - ALBOUSSIERE CHAUFFERIE	396 449,20	417 449,20	104 362,30
45812048 - ST CLAIR CHAUFFERIE	847 045,28	847 045,28	211 761,32
45812049 - GLUIRAS PHOTOVOLTAIQUE	67 000,00	67 000,00	16 750,00
45812051 MERCUER PHOTOVOLTAIQUE	46 166,93	46 166,93	11 541,73
45812052 - CTE BERG COIRON LUSSAS PHOTOVOLTAIQUE	3 320,80	11 434,80	2 858,70
45812053 CHARMES EPAHD PHOTOVOLTAIQUE	196 580,00	196 580,00	49 145,00
45812054 - LES ASSIONS 23/0038 renf poste Plantier Lot 16	16 334,24	16 334,24	4 083,56
45812056 - ST THOME 23/0229 enf Chasser Lot 15	0,00	4 244,38	1 061,10

45812057 - SOYONS 23/0110 enf les Freydieres Lot 4	51 000,00	51 000,00	12 750,00
45812058 - LES VANS 23/0100 fiabilisation Chamfagou Lot 12	14 262,27	14 262,27	3 565,57
45812062 - COUCOURON 22/0280 renf Montmoulard Lot 10	42 734,22	42 734,22	10 683,56
45812063 - BOURG ST ANDEOL 22/0215 enf rue des Trives Lot 15	8 599,00	8 599,00	2 149,75
45812066 - ST MONTAN 22/0086 renf / poste cimetièrre Lot 15	15 365,92	15 365,92	3 841,48
45812069 - VANOSC CHAUFFERIE	155 169,09	180 169,09	45 042,27
45812074 - ST ANDEOL DE VALS 23/0016 enf quartier Regenge Lot 8	13 328,46	13 328,46	3 332,12
45812075 - CHIROLS 23/0006 enf quartier le Fez Lot 16	36 605,16	52 605,16	13 151,29
45812076 - LACHAPELLE S AUBENAS 24/0007 enf rue du Barry Lot13	4 335,82	4 335,82	1 083,96
45812077 - LACHAPELLE S AUBENAS 24/0006 enf chemin de Lafarge Lot 13	9 481,67	9 481,67	2 370,42
45812078 - VAGNAS 23/0235 parcelle 900 894 Lot 14	18 000,00	18 000,00	4 500,00
45812079 - SAVAS 23/0182 enf quartier Charezy Lot 1	13 963,90	13 963,90	3 490,98
458120801 - VALS 23/0117 enf / podte Vassalent Lot 16	66 000,00	66 000,00	16 500,00
45812081 - ST MAURICE 07 23/0073 enf chemin du champs de bois Lot 14	28 997,21	28 997,21	7 249,30
45812082 - SCEAUTRES 23/0018 enf RD 263 Lot 8	11 417,73	11 417,73	2 854,43
45812083 - ST BARTHELEMY LE PLAIN 22/0222 renf le Rosine Lot 3	12 000,00	12 000,00	3 000,00
45812084 - CDC DRAGA BOURG ST ANDEOL PHOTOVOLTAIQUE	36 392,40	36 392,40	9 098,10
45812085 - ALISSAS PHOTOVOLTAIQUE	38 392,40	38 392,40	9 598,10
45812086 - ST PRIEST PHOTOVOLTAIQUE	44 020,00	144 020,00	36 005,00
45812087 - TOURNON 22/0282 ENF RUE Louis JOURDAN	22 299,25	22 299,25	5 574,81
45812089 - BARNAS 24/0005 enf haut village Lot 9	21 070,56	21 070,56	5 267,64
458120901 - EMPURANY 23/0199 enf village Lot 3	8 986,10	8 986,10	2 246,53
45812091 - VINEZAC 23/0196 renf Vianes Lot 13	8 021,29	8 021,29	2 005,32
45812092 - ALISSAS 23/0075 enf chemin de la chaussièrre Lot 7	21 359,24	21 359,24	5 339,81
45812093 - ETABLES 22/0304 renf Fraysse Lot 16	14 479,06	14 479,06	3 619,77
45812094 - LACHAPELLE SOUS AUBENAS 24/0024 enf Chabat Lot 13	12 441,03	12 441,03	3 110,26
45812095 - EMPURANY 24/0015 enf poste le Faure route du col Lot 3	29 000,00	29 000,00	7 250,00

45812096 - BANNER 23/0232 renf Cheyre Lot 12	30 000,00	30 000,00	7 500,00
45812097 - EMPURANY 23/0198 enf poste le Faure rue des Servolles Lot 3	42 000,00	42 000,00	10 500,00
45812098 - ST JULIEN DU SERRE 23/0070 renf Coustasse Lot 8	8 506,58	8 506,58	2 126,65
45812099 - GUILHERAND 22/0224 enf rue Pierre Curie Lot 16	78 000,00	78 000,00	19 500,00
458121001 - JAUJAC 21/0311 fiab pont de Bruget Lot 9	2 000,00	2 000,00	500,00
45812101 - GROTTES CHAUVET VALLON PHOTOVOLTAIQUE	664 000,00	664 000,00	166 000,00
45812102 - LES ASSIONS 24/0119 lot communal poste Massot Lot12	7 000,00	7 000,00	1 750,00
45812103 - ALISSAS 24/0084 enf poste Roche hameau de Lemps Lot 7	31 000,00	31 000,00	7 750,00
45812104 - ST GERMAIN 24/0039 renf poste Pradeaux Lot 8	41 000,00	41 000,00	10 250,00
45812105 - CHASSIERS 24/0034 enf poste Julienne Lot 11	18 000,00	18 000,00	4 500,00
45812106 - LALEVADE 24/0031 fiab poste Hoste du Fau Lot 9	24 000,00	24 000,00	6 000,00
45812107 - VOGUE 24/0030 enf poste Pussou Lot 14	11 420,72	11 420,72	2 855,18
45812108 - ST GERMAIN 24/0026 enf poste Pradeaux Lot 8	27 000,00	27 000,00	6 750,00
45812109 - ST MONTAN 23/0156 ext c5 place du pont Lot 15	10 000,00	10 000,00	2 500,00
458121101 - MOT 24/0142 CC DU VAL D AY ENF -POSTE BOURG NORD	11 000,00	11 000,00	2 750,00
45812111 - MOT 24/0038 VESSEUX RENF C5.POSTE LES ROUSSES	50 000,00	50 000,00	12 500,00
45812112 - 23/0327 MOT CC DU VAL D AY ST ALBAN D AY LOT COM - Parcelles AL	33 000,00	33 000,00	8 250,00
45812113 - 23/0272 MOT ST FORTUNAT POSTE ROUSSILLON	10 500,00	10 500,00	2 625,00
45812114 - 230032MDE PHOTOVOLTAIQUES CRECHES JAUJAC ET THUEYTS	93 877,20	93 877,20	23 469,30
45812115 - 24/0120 MEYSSE ENF - POSTE LE CHEYNET	16 500,00	16 500,00	4 125,00
45812116 - 24/0077 ST CLAIR ENF - Poste COMBES	37 000,00	37 000,00	9 250,00
45812117 - 24/0029 ST MONTAN ENF-POSTE PLACE DU PONT	4 215,92	4 215,92	1 053,98
45812118 - 24/0021 ST ETIENNE DE BOULOGNE RENF - Poste ST ETIENNE - créati	12 103,34	12 103,34	3 025,84
45812119 - 23/0178 CHOMERAC PA - Parcelles ZE 26 et 27 - Poste LA CONDAMINE	8 000,00	8 000,00	2 000,00
458121201 - 25/0030 LACHAPELLE SOUS AUBENAS ENF POSTE LE BARIL	15 600,00	15 600,00	3 900,00

45812121 - 25/0003 VOGUE ENF POSTE LES GRANGES	28 800,00	28 800,00	7 200,00
45812122 - 24/0209 LACHAPELLE SOUS AUBENAS REF LE BARIL NORD	19 200,00	19 200,00	4 800,00
45812123 - 24/0190 ROCHEMAURE ENF POSTES ROCHEMAURE ET HLM	28 320,00	28 320,00	7 080,00
45812124 - 24/0167 LACHAPELLE SOUS AUBENAS ENF CH DU GAY POSTES GAY-GAUTHIE	52 200,00	52 200,00	13 050,00
45812125 - 24/0162 LES VANS EXT C4 ANCIEN HOPITAL-BUREAUX CDC-MAISON MEDICA	24 000,00	24 000,00	6 000,00
45812126 - 24/0121 QUINTENAS ENF POSTE MAIRIE -GRANDE RUE	11 520,00	11 520,00	2 880,00
45812127 - 24/0037 VESSEAUX RENF CREATION PSSA SEVEYRAS	7 800,00	7 800,00	1 950,00
45812128 - 23/0243 CHATEAUNEUF DE VERNOUX ENF POSTE VILLAGE	8 400,00	8 400,00	2 100,00
45812129 - 21/0317 LACHAPELLE SOUS AUBENAS FIAB POSTE LE BARIL NORD	30 000,00	30 000,00	7 500,00
458121301 - MOT ST LAGER DE BRESSAC	50 000,00	50 000,00	12 500,00
45812131 - 21/0318 FIAB POSTE PLACE 14 JUILLET LALEVADE D ARDECHE	0,00	58 229,00	14 557,25
45812132 - 23/0175 RENF-POSTE BERAUDOUX VESSEAUX	0,00	13 923,00	3 480,75
45812133 - 24/0013 ENF-HAMEAU DE LEYRONNAC PONT DE LABEAUME	0,00	11 293,00	2 823,25
45812134 - 24/0128 ENF-POSTE COSTETTE-MAS DE GRAVIERES SALAVAS	0,00	13 201,00	3 300,25
45812135 - 24/0132 ENF-HAMEAU DES TINEAUX VALS LES BAINS	0,00	33 499,00	8 374,75
45812136 - 24/0136 FIAB-POSTE BOURG COLOMBIER LE CARDINAL	0,00	7 212,00	1 803,00
45812137 - 24/0153 ENF-POSTE BOGY ROUTE DE CHARBIEUX	0,00	18 870,00	4 717,50
45812138 - 24/0193 ENF-POSTE VILLAGE JAUJAC SITE DE LA TURBINE	0,00	23 679,00	5 919,75
45812139 - 24/0235 RENF POSTE LATOUR LES ASSIONS	0,00	72 555,00	18 138,75
458121401 - 25/0007 ENF-IMPASSE DU FABRICOU-POSTE BACHAS COUX	0,00	4 212,00	1 053,00
45812141 - 25/0031 ENF-POSTE LES BARRAS VESSEAUX	0,00	11 832,00	2 958,00
45812142 - 25/0034 ENF-POSTE VERUNE ROCHESSAUVE	0,00	17 032,00	4 258,00
45812143 - 25/0062 RENF-POSTE LES ECOLES VERNOUX EN VIVARAIS	0,00	18 750,00	4 687,50
45812144 - 25/0082 RENF-POSTE CHAPEYRON VALLON PONT D ARC	0,00	9 039,00	2 259,75
45812145 - 24/0180 ST MARTIN D ARDECHE RENF-POSTE BAS POMPERE-CRIT B	0,00	23 900,00	5 975,00

45812146 - 24/0239 BOULIEU LES ANNONAY ENF-POSTES EPALAS-LA GARE	0,00	41 108,00	10 277,00
45812147 - 25/0004 GROSPIERRES ENF-RUE NOTRE DAME-POSTE CHEF L	0,00	18 555,00	4 638,75
45812148 - 25/0005 MONTPEZAT SS BAUZON ENF-POSTES MAS LA COMBE-SOUBE	0,00	58 964,00	14 741,00
45812149 - 25/0008 LABOULE ENF POSTE VALOUSSET	0,00	12 020,00	3 005,00
458121501 - 25/0035 CHAMPIS ENF-POSTE PSSA LA FAURIE	0,00	24 819,00	6 204,75
45812151 - 25/0036 CHAMPIS ENF-POSTE MAZEL	0,00	9 782,00	2 445,50
45812152 - 25/0037 CHAMPIS ENF-POSTE LES COMBEAUX	0,00	7 994,00	1 998,50
45812153 - MOT CENTRALE PHOTOVOLTAIQUE MEDIATHEQUE ST PAUL LE JEUNE	0,00	55 500,00	13 875,00
45812154 - 25/0160 ENF-POSTE GUINIBERTS MIRABEL	0,00	47 800,00	11 950,00
45812155 - 25/0077 MAUVES ENF-POSTE PLACE DU MARCHÉ	0,00	31 000,00	7 750,00
45812156 - 25/0076 MAUVES ENF-RUE DU ST JOSEPH-POSTE PLACE DU MARCHÉ	0,00	49 000,00	12 250,00
45812157 - 24/0169 ORGNAC L AVEN LOT COM-PARCELLES A 866 867...876 877 POST	0,00	10 500,00	2 625,00
45812158 - 24/0154 BOGY ENF-POSTE EGLISE-CHEMIN DU SUC DE LA GARDE	0,00	25 200,00	6 300,00
45812159 - 24/0139 CHARMES SUR RHONE ENF-POSTES COTTES MALLET-CHARMENA	0,00	102 800,00	25 700,00
458121601 - 24/0016 JAUNAC ENF-POSTE JAUNAC	0,00	42 300,00	10 575,00
45812161 - 25/0148 ST CLAIR ENF-POSTE BOURG	0,00	16 700,00	4 175,00
45812162 - 25/0126 BOURG ST ANDEOL ENF-POSTE HOPITAL-RUE JACQUES MERLE	0,00	3 100,00	775,00
45812163 - 25/0032 VALGORGE ENF-POSTE VALGORGE	0,00	49 500,00	12 375,00
45812164 - 24/0234 LES ASSIONS RENF-POSTE MASSOTS	0,00	59 200,00	14 800,00
45812165 - 24/0137 ST BARTHELEMY LE PLAIN	0,00	15 100,00	3 775,00
45812166 - 25/0163 SAVAS ENF-POSTE GRAND SAVAS	0,00	6 200,00	1 550,00
45812167 - 25/0157 QUINTENAS ENF-POSTE MONTJOUX	0,00	15 000,00	3 750,00
45812168 - 25/0144 LABEGUDE ENF POSTE LE MAZEL ANCIENNE RN 102	0,00	14 700,00	3 675,00

45812169 - 25/0141 LIMONY ENF-POSTES LIMONY SUD LE FOREZ	0,00	15 600,00	3 900,00
458121701 - 25/0140 SARRAS ENF-POSTE PLACE DE LA FONTAINE	0,00	27 500,00	6 875,00
45812171 - 25/0139 CHANDOLAS RENF-POSTE MAISONORT	0,00	1 000,00	250,00
45812172 - 25/0122 JOYEUSE ENF-POSTE PRES-DU-CHATEAU	0,00	5 600,00	1 400,00
45812173 - 25/0109 PRADONS ENF-POSTE COUSTACE	0,00	15 200,00	3 800,00
45812174 - 25/0006 SAMPZON ENF-QUARTIERS LES GADONNES ET TROUILLERES	0,00	66 500,00	16 625,00
45812175 - 24/0156 LAURAC EN VIVARAIS ENF-RUE VICTOR RUELLE-POSTE PILES	0,00	10 000,00	2 500,00
45812176 - 24/0085 ST LAGER BRESSAC RENF-POSTE LA PLAINE-CRIT BT 2023	0,00	46 300,00	11 575,00
45812177 - 230199MDE MOT CC DRAGA HOTEL D ENTREPRISES	0,00	130 000,00	32 500,00
45812178 - 240010MDE SIVU DE L ENTRE DEUX PEAGRES-GYMNASE	0,00	150 000,00	37 500,00
45812179 - MOT PHOTOVOLTAIQUE MARCOLS LES EAUX	0,00	113 000,00	28 250,00
458121801 - MOT CHAUFFERIE BOIS SILHAC	0,00	227 000,00	56 750,00
45812181 - MOT PHOTOVOLTAIQUES ST SYLVESTRE	0,00	50 000,00	12 500,00
45815555 - CONTRAT CHALEUR	0,00	2 254 864,33	563 716,08

V. INSTAURATION DE LA PARTICIPATION FINANCIERE DU SYNDICAT A LA PROTECTION SOCIALE COMPLEMENTAIRE SANTE DES AGENTS DANS LE CADRE DE LA LABELLISATION

Vu le code général de la fonction publique, notamment ses articles L827-1 et suivants,

Vu le décret n° 2011-1474 du 8 novembre 2011 modifié relatif à la participation des collectivités territoriales et de leurs établissements publics au financement de la protection sociale complémentaire de leurs agents,

Vu le décret n° 2022-581 du 20 avril 2022 relatif aux garanties de protection sociale complémentaire et à la participation obligatoire des collectivités territoriales et de leurs établissements publics à leur financement,

Sous réserve de l'avis du comité social territorial,

Le Président rapporte que l'article L827-9 du code général de la fonction publique prévoit que les collectivités territoriales et leurs établissements publics doivent participer au financement des garanties de protection sociale complémentaire auxquelles souscrivent leurs agents.

Si la participation financière à la complémentaire prévoyance est déjà en vigueur au syndicat, telle n'est pas encore le cas s'agissant de la complémentaire santé.

Or l'ordonnance n°2021-175 du 17 février 2021 introduit le caractère obligatoire de cette participation à la garantie santé à compter du 1^{er} janvier 2026.

Cette participation peut intervenir soit dans le cadre d'une convention de participation, soit au titre de contrats souscrits individuellement par les agents, pour lesquels un label a été délivré dans les conditions prévues à l'article L. 310-12-2 du code des assurances.

Le Président propose d'instaurer au syndicat cette participation dans le cadre de la labellisation, dans l'attente de la mise en place, par le CDG07, d'une convention de participation avec une garantie d'assurance collective offrant un cadre sécurisé et un ratio cotisations/prestations optimisé.

Les bénéficiaires sont tous les agents titulaires, stagiaires et contractuels de droit public employés par le syndicat (hors vacataires), quelle que soit leur quotité de travail, sous réserve de la souscription à un contrat labellisé couvrant le risque santé, pour eux-mêmes et leurs ayants droit le cas échéant.

Le Président propose que la participation de Territoire d'énergie Ardèche soit fixée à 50 € par mois et par agent.

Celle-ci sera versée mensuellement sur le traitement de l'agent, sur présentation d'une attestation annuelle de souscription à un contrat de mutuelle labellisé. À défaut, aucune participation ne pourra être versée.

Par ailleurs, la participation ne pourra être versée à un agent couvert en qualité d'ayant-droit au titre du contrat mutuelle de son conjoint.

- Une discussion est engagée concernant les mutuelles.

Le Président souligne que ce dispositif doit également être considéré comme un élément d'attractivité pour Territoire d'Énergie Ardèche.

Cependant, il est fait remarquer que les mutuelles labellisées proposent des tarifs plus élevés pour une couverture moindre.

Mme Virginie BONNET-FERRAND suggère, quant à elle, de réduire la participation à 15 € au lieu des 50 € initialement prévus.

M. Jean LEYNAUD fait remarquer qu'en participant à hauteur de cinquante euros, Territoire d'énergie Ardèche s'aligne avec ce que propose d'autres collectivités.

Mme Antoinette SCHERRER, quant à elle, suggère de calculer le montant de la participation à la mutuelle par un mode dégressif en fonction du grade de l'agent.

En conclusion de ces échanges, Le Président informe que le financement proviendra de l'association du personnel.

VI. REORGANISATION FONCTIONNELLE DES SERVICES

Vu le Code général des collectivités territoriales ;

Vu le Code général de la fonction publique ;

Vu le décret n° 2000-815 du 25 août 2000 relatif à l'aménagement et à la réduction du temps de travail dans la fonction publique de l'Etat ;

Vu le décret n° 2001-623 du 12 juillet 2001 pris pour l'application de l'article 7-1 de la loi n° 84-53 du 26 janvier 1984 et relatif à l'aménagement et à la réduction du temps de travail dans la fonction publique territoriale ;

Vu le décret n° 88-145 du 15 février 1988 pris pour l'application de l'article 136 de la loi du 26 janvier 1984 modifiée portant dispositions statutaires relatives à la fonction publique territoriale et relatif aux agents contractuels de la fonction publique territoriale ;

Vu le décret n° 2004-1307 du 26 novembre 2004 modifiant le décret n° 2000-815 du 25 août 2000 ; relatif à l'aménagement et à la réduction du temps de travail dans la fonction publique de l'Etat ;

Sous réserve de l'avis du Comité social territorial ;

Vu le code civil notamment son article 9 ;

Vu le code du travail notamment ses articles L.1121-1, L.1222-3, L.1222-4, L.223323-32 ;

Vu le code pénal notamment ses articles 226-1 et suivants et 226-16 et suivants ;

Vu la loi du 6 janvier 1978 ;

Vu le règlement européen sur la protection des données personnelles ;

Vu les délibérations de la CNIL ;

Sous réserve de l'avis du Comité social territorial ;

1 °) Instauration de nouveaux cycles de travail en 2026

Le Président expose au comité syndical le projet d'évolution des rythmes de travail dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue des conditions de travail des agents et d'optimisation du fonctionnement des services.

L'organisation actuelle du temps de travail repose sur un cycle unique, avec des plages horaires peu étendues, ce qui limite la souplesse.

Or cela peut peser sur la qualité de vie au travail et la conciliation entre vie professionnelle et vie personnelle des agents.

Face à ce constat, l'objectif principal des nouveaux rythmes de travail est de favoriser un meilleur équilibre.

Au-delà de cet objectif, le projet s'inscrit dans une **démarche stratégique** visant à :

- **Renforcer l'attractivité du syndicat** en modernisant son organisation et en proposant des conditions de travail innovantes ;
- Proposer un modèle organisationnel alternatif aux agents qui ne peuvent pas bénéficier du télétravail en raison de la nature de leurs missions ;
- **Optimiser la gestion des ressources humaines** en réduisant l'absentéisme lié aux contraintes horaires.

Dans le cadre du projet, plusieurs évolutions sont proposées :

- Une nouvelle organisation des plages horaires
Aujourd'hui, le service est organisé en plages fixes et plages variables de travail. La présence des agents est obligatoire sur les plages fixes et ils peuvent moduler leurs horaires journaliers de travail, sous réserve des nécessités de service, sur les plages variables. Le principe plages fixes/plages variables est maintenu dans le projet. En revanche, l'amplitude des plages variables est élargie (actuellement : 7h30/8h30, 12h00/13h30, 16h30/17h30, dans le projet : 7h00/9h00, 11h30/13h30, 16h30/18h30)
- La mise en place d'un système d'enregistrement des horaires (badgeuse et/ou portail en ligne) visant à garantir l'équité entre agents, à assurer le respect des obligations horaires et à faciliter le suivi et l'ajustement des nouveaux cycles.
- L'instauration de nouveaux cycles de travail au choix des agents, selon les nécessités de service, entre :

Cycle 1 : 39h / semaine - 23 ARTT (cycle actuel),

Cycle 2 : 37h / 4,5 jours en moyenne - 12 ARTT (alternance entre une semaine de 5 jours et une semaine de 4 jours),

Cycle 3 : 35h / 4 jours - 0 ARTT.

- La définition de nouvelles modalités de liquidation des jours ARTT afin de rendre leur usage plus régulier et plus conforme à leur vocation première de « repos compensateur ». Les jours ARTT seront ainsi crédités mensuellement au solde de chaque agent, favorisant une utilisation progressive. Par ailleurs, en vue de la création d'une habitude de repos, chaque agent devra poser une partie de ses jours ARTT de façon régulière selon les modalités suivantes :
1 jour d'ARRT par mois (Cycle 1) le volant restant, soit 11 jours, pouvant être posé librement sur l'année ;

1 jour d'ARTT par trimestre (cycle 2), le volant restant, soit 8 jours, pouvant être posé librement sur l'année.

Ces dispositions ont pour objectifs de :

- Garantir un meilleur équilibre vie professionnelle / vie personnelle ;
- Assurer une continuité de service optimale tout au long de l'année ;
- Faciliter la planification des congés par les agents et leurs managers.

Enfin la mise en œuvre de ces dispositions a été étudiée afin d'être conforme aux obligations réglementaires en vigueur et aux principes du RGPD : minimisation des données collectées, sécurisation des informations, transparence vis-à-vis des agents et respect des durées de conservation.

2°) Mise en place d'un dispositif de géolocalisation des véhicules de service en 2026

Le Président expose au comité syndical le projet de déployer un dispositif de géolocalisation sur les véhicules de service utilisés par les agents.

La mise en œuvre de ce dispositif répond à plusieurs enjeux majeurs.

D'abord la sécurité des agents exposés au risque routier.

Aujourd'hui, le syndicat emploie 18 chargés d'affaires (46% de l'effectif total), amenés à se déplacer très fréquemment. L'une de leurs missions essentielles consiste en effet à se rendre sur le terrain : visites de chantiers, rendez-vous avec les entreprises et collectivités, contrôles de service fait... Le dispositif de géolocalisation répondra au besoin de pouvoir localiser rapidement un agent en cas de problème.

Ensuite la gestion du parc automobile.

Les nombreux déplacements impliquent de veiller à l'usure des véhicules, de planifier les entretiens et de suivre la consommation de carburant. Or le dispositif de géolocalisation permettra une gestion rigoureuse fondée sur des données réelles. Il constituera également un outil d'aide à la décision, permettant d'apprécier si la flotte est suffisante, si certains véhicules sont sous-utilisés ou sur-sollicités ou si une réallocation ou une mutualisation serait pertinente.

Enfin, le contexte de transition écologique.

La maîtrise de l'impact environnemental des déplacements professionnels constitue un axe de la démarche RSE du syndicat. La géolocalisation permettra d'identifier des marges de réduction des émissions, d'accompagner les agents vers des pratiques d'éco-conduite et d'adapter le parc si nécessaire (conversion diesel/essence/électrique/hybride).

Le dispositif de géolocalisation doit ainsi contribuer à garantir la sécurité, l'efficacité et la maîtrise des coûts.

Le dispositif reposera sur l'installation d'un boîtier GPS à bord des véhicules de service. Ce boîtier assurera la remontée des données de localisation, l'enregistrement des trajets, les kilomètres parcourus, les arrêts et le temps d'utilisation. Les informations seront consultables sur une plateforme sécurisée, accessible uniquement aux personnels habilités.

Le dispositif envisagé respecte l'ensemble des exigences légales encadrant la géolocalisation, la loi informatique et libertés du 6 janvier 1978, le Règlement général sur la protection des données (RGPD) et les recommandations de la CNIL.

- Des remarques sont faites à propos des cycles de travail :

Mme Antoinette SCHERRER suggère à propos du jour de RTT, de mettre en place un jour contraint.

Mme Virginie Bonnet-Ferrand n'est pas favorable à la mise en place des nouveaux cycles de travail.

M. Laurent RICAUD, DGS, précise que ces deux délibérations sont présentées sous réserve d'un avis du CST en cours de réception.

VII. REAJUSTEMENT DU PLAN DE FINANCEMENT DU SCHEMA DIRECTEUR DE LA COMMUNE DE BOZAS

Vu la délibération du comité syndical en date du 11 décembre 2023 par laquelle a été approuvé le schéma directeur de la commune de BOZAS pour un montant de 32 000 € HT ;

Vu la délibération de la commune de BOZAS en date du 24 octobre 2025 qui à la vue des conditions d'exécution des travaux plus complexes approuve les modifications du plan de financement initial ;

Vu le nouveau plan de financement de la commune de BOZAS ci-après, soumis à votre vote ;

BOZAS (Remplacement de 28 luminaires en LED)					
Montant schéma directeur HT	39 863,27 €				
Participation SDE07	19 931,64 €				
Participation communale	19 931,63 €				
FMO	800,00 €				
Participation communale sur 5 ans	N	N+1	N+2	N+3	N+4
	3 200,00 €	3 200,00 €	4 510,55 €	4 510,55 €	4 510,54 €

Il appartient au Comité Syndical d'entériner le réajustement du plan de financement du schéma directeur de cette collectivité.

VIII. APPROBATION DE LA MISE EN PLACE D'UN SCHEMA DIRECTEUR D'ECLAIRAGE PUBLIC SUR DEUX COMMUNES D'ARDECHE

Vu la délibération du comité syndical en date du 6 mars 2017 relative au règlement de la compétence facultative Éclairage Public, modifiée par délibération du comité syndical du 13 décembre 2021 ;

Vu la possibilité de souscrire un schéma directeur d'éclairage public pour les communes ayant opté pour le transfert de leur compétence Éclairage Public ;

Vu la délibération de la commune de SAINT-MARTIN-D'ARDECHE en date du 28 février 2022 et celle de la commune de BORNE en date du 31 octobre 2025, qui sollicitent toutes deux la réalisation d'un schéma directeur. Ce dernier ayant pour but principal de réduire les consommations d'énergies, mais aussi d'améliorer la sécurité des installations et la réduction de la pollution lumineuse ;

Vu les plans de financement de ces collectivités ci-après, soumis à votre vote ;

SAINT-MARTIN-D'ARDECHE (Remplacement de 161 luminaires en LED)						
Montant schéma directeur HT	195 000,00 €					
Participation SDE07	97 500,00 €					
Participation communale	97 500,00 €					
FMO	4 875,00 €					
Participation communale sur 5 ans	N	N+1	N+2	N+3	N+4	
	19 500,00 €	19 500,00 €	19 500,00 €	19 500,00 €	19 500,00 €	

BORNE (Remplacement de 13 luminaires en LED)						
Montant schéma directeur HT	18 000,00 €					
Participation SDE07	9 000,00 €					
Participation communale	9 000,00 €					
FMO	450,00 €					
Participation communale sur 5 ans	N	N+1	N+2	N+3	N+4	
	1 800,00 €	1 800,00 €	1 800,00 €	1 800,00 €	1 800,00 €	

*Pour rappel, la participation communale a désormais un étalement sur 5 ans et il y a des frais de maîtrise d'ouvrage de 2,5% sur le montant HT des travaux suite aux modifications des conditions techniques, financières et administratives du transfert de la compétence éclairage public adoptées au comité syndical du 13 décembre 2021.

Il appartient au comité syndical d'entériner les demandes de ces collectivités.

IX. Convention constitutive pour la mise en place d'un accord-cadre pour la construction d'un réseau bas débit (LoRawan) et d'un cœur de réseau (LNS).

Vu le Code général des collectivités territoriales ;

Vu le Code de la commande publique, notamment ses articles L.2113-6 et L.2113-7 relatifs aux groupements de commandes ;

Vu la délibération n°3 du 15 septembre 2025 portant sur le projet de convention constitutive d'un groupement de commandes entre Territoire d'énergie Ardèche et le Syndicat mixte des eaux de l'Ouvèze (SYDEO), Territoire d'énergie Ardèche et toutes les structures publiques susceptibles d'être en charge de ce sujet ;

Le Président présente la liste des collectivités ayant signé la convention de groupement de commande pour la mise en place d'un accord-cadre pour la construction d'un réseau bas débit :

SIREN	MEMBRE	Date délibération
252601026	Territoire Energie Drôme	04/11/2025
200091619	Syndicat Olivier de Serres	27/10/2025

X. CONVENTION CONSTITUTIVE D'UN GROUPEMENT DE COMMANDE POUR L'EXPLOITATION ET LA MAINTENANCE DES INSTALLATIONS DE CHAUFFAGE

Vu la délibération N°2 du comité syndical en date du 25 octobre 2010 relatif à la modification des statuts de Territoire d'énergie Ardèche et la création d'une compétence facultative,

Vu l'annexe à la délibération N°2 du comité syndical en date du 25 octobre 2010 relative à la compétence facultative « Maîtrise de la demande d'énergie et conseils en énergie partagé »,

Vu la délibération n°12 du Comité Syndical du 2 décembre 2019 concernant la création d'un groupement de commande pour l'exploitation et la maintenance des installations de chauffage.

Le Président présente la liste des communes et des EPCI ayant signé la convention de groupement de commande pour l'exploitation et la maintenance des installations de chauffage :

SIREN	MEMBRE	Date délibération
-------	--------	-------------------

210702890	COMMUNE DE SAINT PRIVAT	07/09/2020
210703088	COMMUNE DE SARRAS	29/02/2020
210700274	COMMUNE DE BEAUCHASTEL	27/02/2020
210701835	COMMUNE DE PRADONS	29/10/2025
212603138	COMMUNE DE SAINT MARCEL LES VALENCE	13/10/2025
210701686	COMMUNE DE ORGNAC L'AVEN	26/09/2025

XI. ADHESION NOUVELLES COMMUNES AU MARCHE AUDIT ENERGIE

Vu la délibération N°2 du comité syndical en date du 25 octobre 2010 relatif à la modification des statuts de Territoire d'énergie Ardèche et la création d'une compétence facultative ;

Vu l'annexe à la délibération N°2 du comité syndical en date du 25 octobre 2010 relative à la compétence facultative « Maîtrise de la demande d'énergie et conseils en énergie partagé » ;

Vu la délibération du comité syndical du 13 décembre 2021 portant sur la création d'une convention constitutive d'un groupement de commande pour la réalisation d'audit énergétique ;

Vu la délibération des structures suivantes demandant leur intégration dans le groupement.

Liste des membres ayant délibéré :

SIREN	MEMBRE	Date délibération
210700530	CHANDOLAS	31/05/2025
210701967	ROCLES	17/04/2025
210702866	ST PIERREVILLE	19/06/2025
210703021	ST VINCENT DE BARRES	24/02/2025
210703088	SARRAS	17/09/2025
210703260	USCLADES ET RIEUTORD	18/09/2025

XII. COMPTE RENDU D'ACTIVITE DU CONCESSIONNAIRE GRDF POUR L'ANNEE 2024

Le Président informe l'assemblée que GRDF a présenté son compte rendu annuel des concessionnaires 2024 à l'occasion de l'Exécutif du 8 Septembre 2025.

Le compte rendu d'activité s'intitule « nouvelles données pour une nouvelle donne » conformément au Décret en vigueur. Ce CRAC, je vous le rappelle, a été établi dans la concertation afin de traduire des données utiles et d'approfondir le dialogue entre concédant et concessionnaire. Il rend ainsi mieux compte de :

- Patrimoine de la concession
- Gestion du réseau et de la clientèle
- Economie du service

Le Syndicat apporte une attention permanente sur les critères suivants et ne manque pas de rappeler à l'ordre le cas échéant le concessionnaire sur ses obligations en la matière :

Les usagers de la concession :

- 25 471 usagés, en baisse de 1.3% par rapport à 2023 (-343 usagers, -337 contrats T1/T2, -6 contrats T3 et contrats T4 stables)
- 874 GWh d'énergie acheminée, en augmentation de 17 GWh par rapport à 2023, (+ 2 %).

Cette hausse s'explique par un hiver plus rigoureux et par un relâchement des efforts de sobriété énergétique par rapport à l'an dernier, malgré une baisse du nombre de contrats.

Trois sites de production de biogaz, d'une capacité d'injection de 612 Nm³/h, ont injecté 18 GWh, couvrant ainsi 2 % des besoins de la concession

L'évolution technique du patrimoine

Le linéaire total du réseau s'établit à 683 Km de canalisations, en augmentation d'un Km.

Un réseau jeune et de bonne qualité malgré quelques linéaires sensibles :

- 4 842 m de réseau basse pression et 678 km de réseau moyenne pression.
- 385m de réseaux en cuivre âgés exploités en MPB, âgé en moyenne de 48 ans. (- 8m / 2023)
- 556 m de réseaux en fonte ductile âgés exploités en MPB, âgé en moyenne de 44,6 ans. (- 235m / 2023)
- 565 km de réseaux polyéthylène. (Inchangé par rapport à 2023)

Ouvrages de branchement vulnérables (CPT) à quantifier, impact des risques retrait/gonflement des argiles et inondation à éclaircir par le concessionnaire.

Absence de base de données constituée pour les branchements individuels de la concession.

Une cohérence des ouvrages entre base technique et inventaire patrimonial à améliorer, en particulier :

- Connaissance des branchements individuels (report sur le plan).
- Connaissance des branchements collectifs (report sur le plan).
- Taux de cohérence entre la base des immobilisations et le SIG sur la longueur de réseau (stock).
- La longueur de réseau avec le réseau porté en classe A (stock)

Le compte d'exploitation :

- Résultat net positif en nette amélioration à + 522 k€ (Rappel 2023 -1 101 k€), en forte hausse en lien avec la hausse de la consommation
- Hausse des recettes d'acheminement, 9 275 k€ (+ 1 1914 k€ (soit +14.7%))
- La concession est affectée par la péréquation tarifaire à hauteur de 493 k€.

Les travaux du concessionnaire :

- Des investissements pour raccorder de nouveaux usagers de 504 k€ dont 1 k€ de remise gratuite tiers (+ 125 %)
- Des investissements d'adaptation et de modernisation des ouvrages de 253 k€ (+ 9%).
- Des investissements pour déplacement d'ouvrages de 148 k€ (+ 405%).

Surveillance et sécurité des ouvrages :

- Linéaire de réseau à surveiller sur l'exercice : 273 km, sur un linéaire total de 683 km.
- Linéaire surveillé sur l'exercice : 228 Km

Signalements et incidents :

- 379 incidents -8.2%) sur ouvrages exploités par le concessionnaire, dont 365 incidents hors causes exogènes (malveillance, actes volontaires et dommages).
- 459 usagers coupés, en hausse de 26 % par rapport à 2023

Valorisation du patrimoine concédé sur zone historique :

- Valeur brute de 70,4 M€ hors ouvrages interfaces clients dont 7,2 M€ de financement concédant via les remises gratuites de tiers

Le Président

Patrick COUDENE



Le Secrétaire de séance

Jean-Paul BULINGE





Chèque énergie 2025

Quand allez-vous le recevoir ?

Comment en demander l'obtention ?

Quels justificatifs transmettre
avec ma demande ?



Brochure à destination
des particuliers



territoire
d'énergie
ARDÈCHE

À SAVOIR ✓

Les chèques énergie 2025 seront adressés à compter du **3 novembre 2025** aux bénéficiaires qui auront été identifiés. Les autres devront en faire la demande.

Des campagnes d'information seront organisées selon les modalités suivantes :

- **Semaines du 6 et du 13 octobre** : envoi par l'ASP* de courriels ou sms aux bénéficiaires identifiés automatiquement, leur indiquant qu'ils n'auront aucune démarche particulière à engager pour bénéficier du chèque énergie 2025 ;
- **À compter du 13 octobre** jusqu'à la fin du mois : envoi par l'ASP de courriels ou sms ou courriers postaux aux bénéficiaires potentiels.

Dès le 15 octobre, il sera possible de se connecter sur la plateforme de demande accessible sur le site **www.chequeenergie.gouv.fr** via l'espace bénéficiaire.



Vous êtes un particulier, un bénéficiaire du chèque énergie et vous souhaitez :

- Vérifier votre éligibilité
- Consulter le calendrier d'envoi des chèques
- Obtenir des informations
- Utiliser et gérer votre chèque
- Identifier les professionnels qui acceptent le chèque

[Accéder à l'espace bénéficiaire](#)

**DEMANDE À
EFFECTUER
AVANT LE
28 FÉVRIER
2026**

**ASP : Agence de services et de paiement*

■ DEMANDE EN LIGNE

La création d'un compte sera nécessaire pour faire une demande de chèque en ligne (identifiant : numéro fiscal + mot de passe).

Les bénéficiaires qui auront été détectés automatiquement devraient recevoir une alerte lors de leur connexion les informant qu'il est inutile pour eux de faire une demande.

Il conviendra de renseigner l'adresse du lieu de consommation et de téléverser une unique pièce justificative : copie d'une attestation de contrat de fourniture d'électricité de moins de 3 mois au nom et prénom du demandeur mentionnant le numéro de PDL/PRM* et précisant l'adresse de consommation.

■ DEMANDE PAR COURRIER

La formalisation d'une demande par courrier sera également possible mais les modalités de ce type de demande sont plus complexes.

En premier lieu, il faudra appeler l'assistance utilisateur (0 805 204 805 - Service & appel gratuits) pour pouvoir disposer d'un "numéro de ticket" et compléter un formulaire de demande (en indiquant sur celui-ci le numéro de ticket).

Vous trouverez ce formulaire :

- En ligne sur le site du chèque énergie, dans l'onglet « Documents disponibles » cf. : <https://chequeenergie.gouv.fr/beneficiaire> ;
- Dans les espaces France services.

Il sera par ailleurs envoyé avec la communication courrier adressée aux bénéficiaires potentiellement éligibles (cadre campagne d'information) et devrait être disponible sur demande auprès de l'assistance utilisateurs, début 2026.

**PDL/PDR : Point de livraison/Point de référence et de mesure*

Formulaire de demande

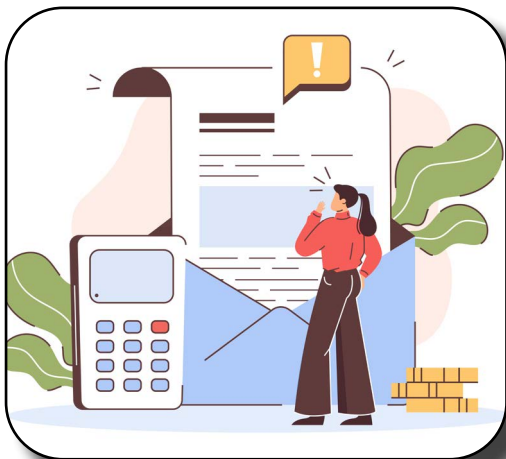


La demande par courrier à adresser à l'ASP* **avant le 28 février 2026** devra comporter les 4 pièces suivantes :

- Formulaire de demande complété ;
- Copie d'un justificatif d'identité du demandeur ;
- Copie d'une attestation de contrat de fourniture d'électricité de moins de 3 mois au nom et prénom du demandeur mentionnant le numéro de PDL/PRM et précisant l'adresse de consommation ;
- Copie de l'avis d'impôt sur le revenu du foyer fiscal du demandeur pour l'année N-2.

Les chèques énergie 2025 pourront être utilisés jusqu'au **31 mars 2027** mais les protections associées au chèque ne seront valables que jusqu'au **30 avril 2026** (avec effet rétroactif, à compter du 1^{er} avril 2025).

*ASP : Agence de services et de paiement



Cette brochure d'information est éditée par Territoire d'énergie Ardèche afin de contribuer à l'information des ménages ayants droit du chèque énergie en 2025.

Cette année, l'envoi des chèques énergie a été retardé en raison de la modification de leurs modalités d'attribution. Il nous a semblé opportun de réaliser cette brochure afin d'apporter des informations sur les nouvelles modalités pratiques d'obtention de cette aide essentielle au paiement des factures d'énergie.

Source de ces informations : DGEC* (09/25)

Pour toute information complémentaire, vous pouvez consulter le site dédié mis en place par les pouvoirs publics :



www.chequeenergie.gouv.fr

**DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat*

Territoire d'Énergie Ardèche, le Service Public de l'Énergie en Ardèche

Depuis 1964, le Syndicat Départemental d'Énergies de l'Ardèche devenu Territoire d'Énergie Ardèche en 2025, est le partenaire privilégié des 335 communes ardéchoises pour l'électrification rurale, l'enfouissement des lignes, l'éclairage public, mais aussi pour le gaz, les énergies renouvelables (réseaux de chaleur au bois et photovoltaïque), la maîtrise de la demande en énergies, le cadastre numérisé, l'instruction des demandes d'urbanisme et désormais les bornes de charge pour véhicules hybrides rechargeables et électriques.

Territoire d'Énergies Ardèche c'est encore des conseils, la protection du consommateur au travers des CCSPL et des groupements d'achat en énergie pour les collectivités.

Autorité concédante, il gère pour le compte des mairies un patrimoine de 15 000 km de réseaux électriques et 700 km de canalisations de gaz et veille à ce que chaque ardéchois, dispose, en tout point du département d'une énergie de qualité. C'est le contrôle des concessions.

Territoire d'Énergie Ardèche c'est enfin un acteur économique qui injecte chaque année dans l'économie locale, au travers de ses chantiers, quelque 30 millions d'euros.

Territoire d'énergie Ardèche
283 chemin d'Argevillières
07000 PRIVAS
www.territoiredenergieardeche.com
accueil@territoiredenergieardeche.com
04 75 66 38 90



Analyse d'Impact Scénarisée

Pour la collectivité : SDE07

ENedis



SOMMAIRE DU RAPPORT

01

Présentation de l'AIS et
réalisation de l'étude

02

Périmètre de l'étude et
rappel des hypothèses

03

Impacts des scénarios
sur les puissances
maximum appelées

04

Impacts sur le réseau
de distribution

[Revenir au sommaire](#)

Présentation de l'AIS et réalisation de l'étude

Rappel des étapes d'une analyse d'impact scénarisée?



Contenu du scénario



Création et suppression de logements

Création locaux tertiaires

Rénovation du bâti résidentiel

Ajout de PAC



Ajout de véhicules électriques à la maille communale



Ajout éclairages publics



Production solaire diffuse

L'AIS, une vision prospective des impacts sur le réseau

L'analyse d'impact scénarisée est une étude d'aide à la décision pour les collectivités réalisée par Enedis à partir de données du territoire et de scénarios prédéfinis par Enedis.

Le service AIS permet :

- ✓ d'avoir une **vision prospective** de l'impact sur le réseau public de distribution des évolutions prévues sur les modes de consommation et de production (échelle EPCI / AODE)

Mais

- ✓ Cette vision prospective **ne remplace pas des trajectoires d'investissements** : ce sont bien les besoins locaux et le dialogue avec les autorités concédantes qui, dans le cadre d'une trajectoire financière et d'une politique industrielle nationale, déterminent les engagements pris à la maille de chaque concession.
- ✓ Une AIS **ne remplace pas une étude de dimensionnement** qui sera réalisée au moment des demandes de raccordements.
- ✓ Chaque raccordement nécessite des décisions unitaires à la complexité variable.
- ✓ Vision à iso-réseau

[Revenir au
sommaire](#)

Périmètre de l'étude et rappel des hypothèses

Données d'entrées

Scénario 1 :

Échéance : Année 2030

Paramètre 1 : Installation PV (46MW)

Paramètre 2 : Installation de bornes de recharge
(453 bornes de 22kW soit 9,9MW)

Paramètre 3 : Installation d'éclairages publics (12,7MW)

Paramètre 4 : Installation de 619 PAC

Paramètre 5 : Construction et démolition de logements
(53 700m²) et locaux tertiaires (82 042m²)

Paramètre 6 : Rénovation de 3 222 logements et
1 059 locaux tertiaires

Scénario 2 :

Échéance : Année 2050

Paramètre 1 : Installation PV (74,9MW)

Paramètre 2 : Installation de bornes de recharge
(3 951 bornes de 22kW soit 86,9MW)

Paramètre 3 : Installation d'éclairages publics (44,6MW)

Paramètre 4 : Installation de 1911 PAC

Paramètre 5 : Construction et démolition de logements
(86 600m²) et locaux tertiaires (82 065m²)

Paramètre 6 : Rénovation de 7 884 logements et
1 828 locaux tertiaires



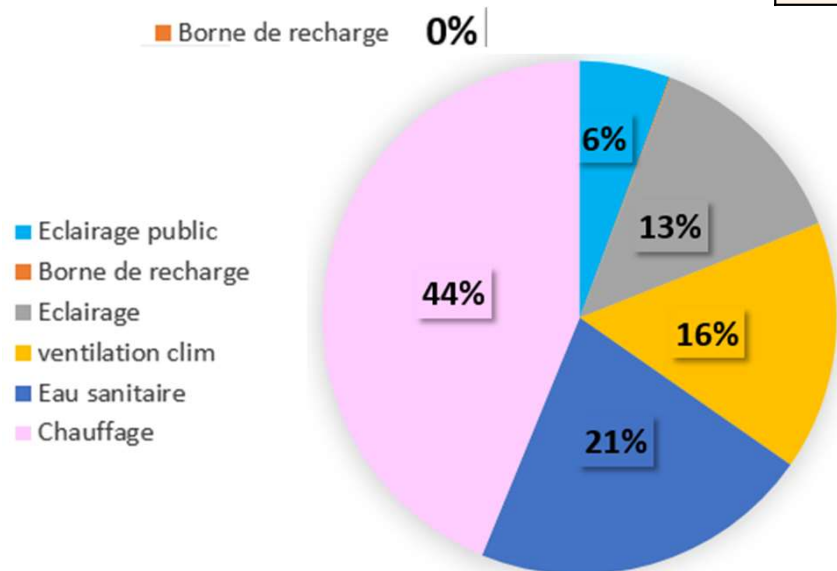
Données d'entrées
détaillées des
scénarios

[Revenir au
sommaire](#)

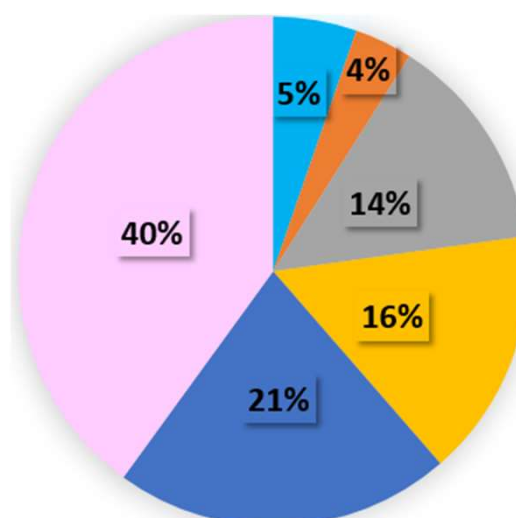
Impacts des scénarios sur les puissances appelées

Synthèse de l'évolution des Puissances globales de 2024 à 2050

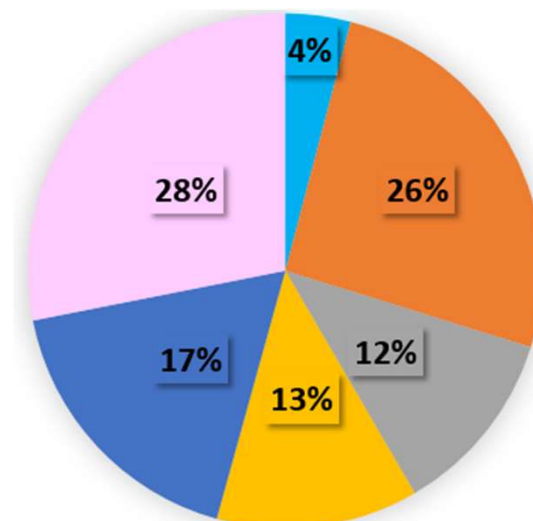
Evolution du pic de charge en fonction des scénarios			
Année du scénario	Pmax (kW)	Heure Pmax	Usage principal au pic
2024	44 713 kW	23h 3Déc	Chauffage
2030	47 324 kW		Chauffage
2050	52 103 kW		Chauffage + bornes IRVE



2024



2030



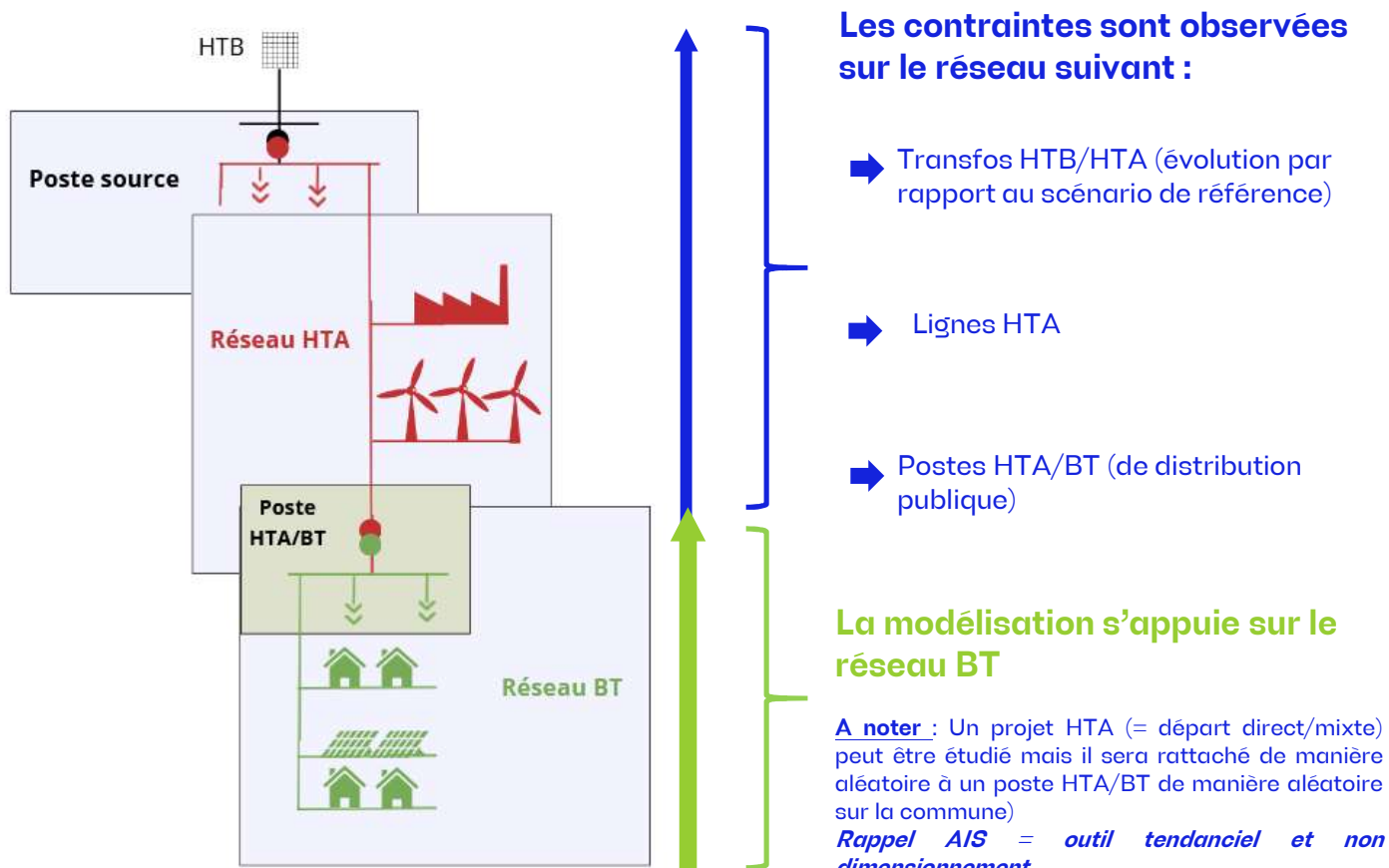
2050

[Revenir au sommaire](#)

Impacts sur le réseau de distribution



Rappel structure du réseau



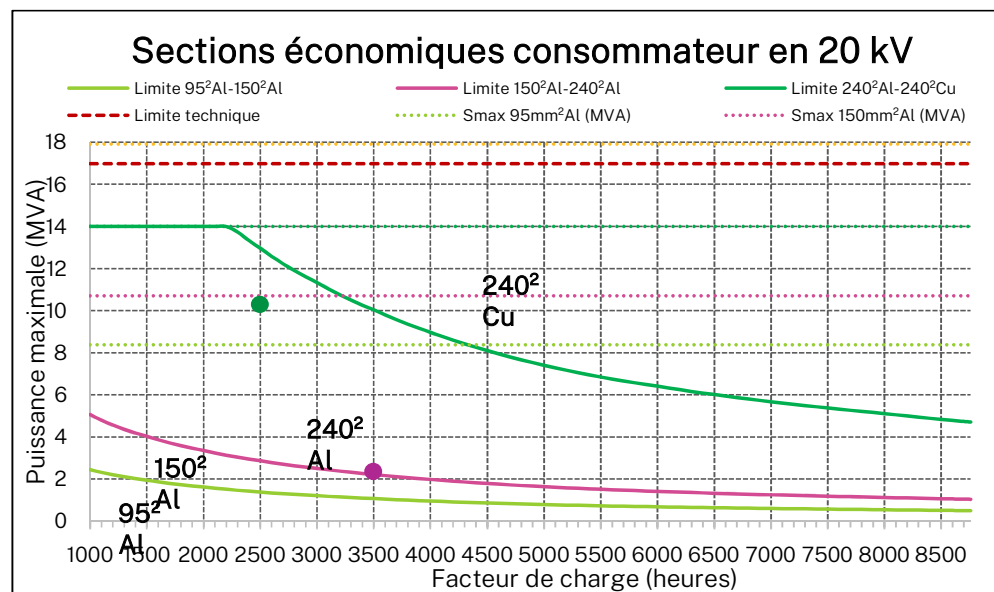
Vue prospective à iso-réseau, non représentative des futures contraintes

La modélisation est réalisée sur le réseau BT avec une restitution à la maille HTA

Le dimensionnement du réseau doit permettre de s'affranchir des contraintes en courant et en tension

En intensité : En tant que GRD, Enedis se doit de garantir une continuité d'alimentation. D'autres critères **technico-économiques** (prise en compte des pertes, croissance future du transit, ...) sont pris en compte lors du dimensionnement des câbles le long du réseau.

En tension : Le cadre réglementaire impose à Enedis de fournir à ses clients une **tension comprise entre -10% et +10%** autour de la tension nominale. Pour respecter ces seuils, le dimensionnement du réseau limite les chutes et élévations de tension maximales le long des départs HTA.



un coût d'énergie estimé à 60€/MWh
(PRDE D1.3-01-V4)

Afin d'évaluer les contraintes présentes dans une zone, il est nécessaire de considérer plusieurs scénarios, et d'observer à la fois le transit et les chutes de tension.

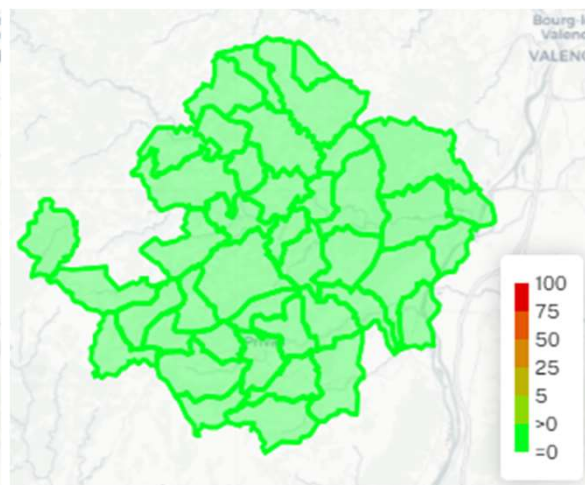
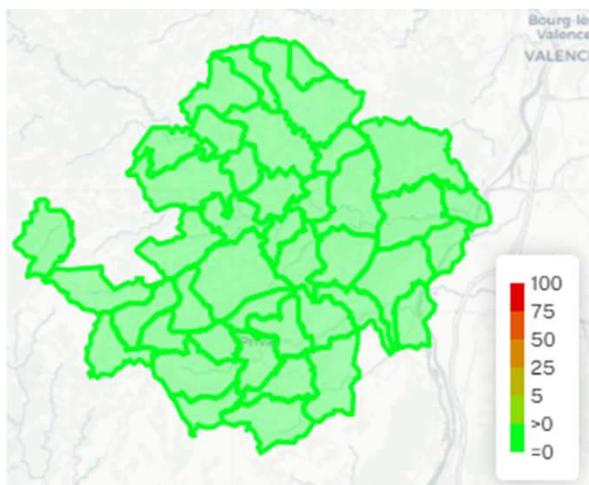
Consommation Impact des lignes HTA en surcharge (%)

Hiver

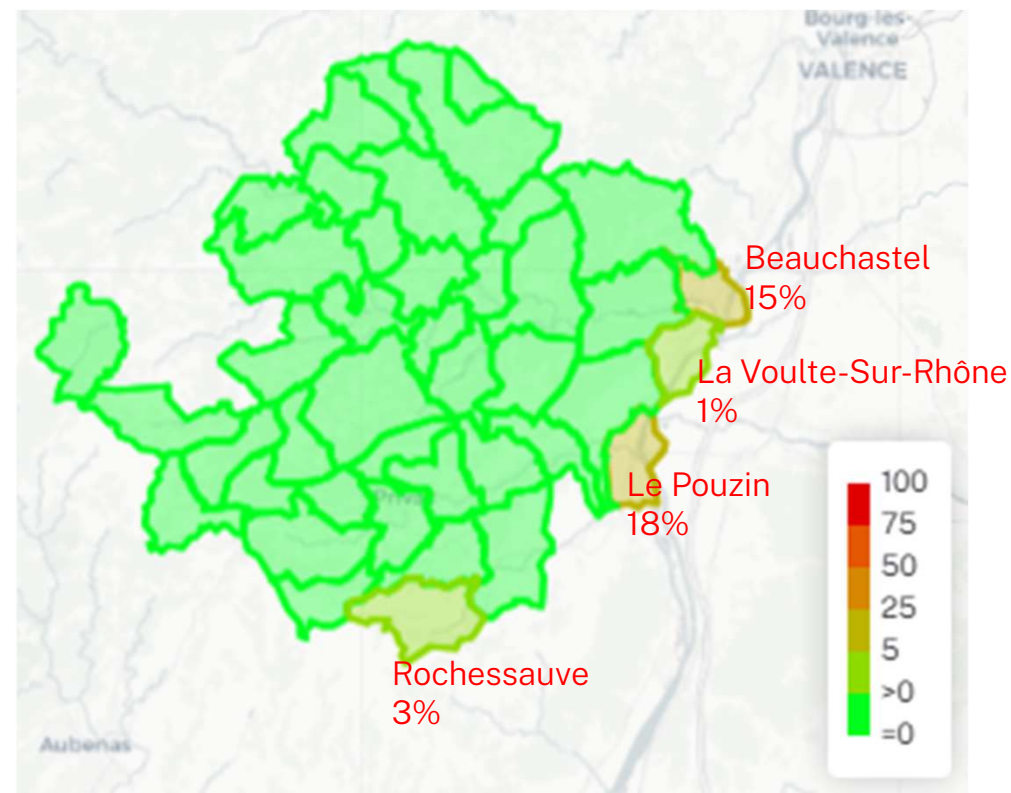
Vue 2024

Vue 2030

Vue 2050



Pas de contrainte de surcharge sur les lignes HTA

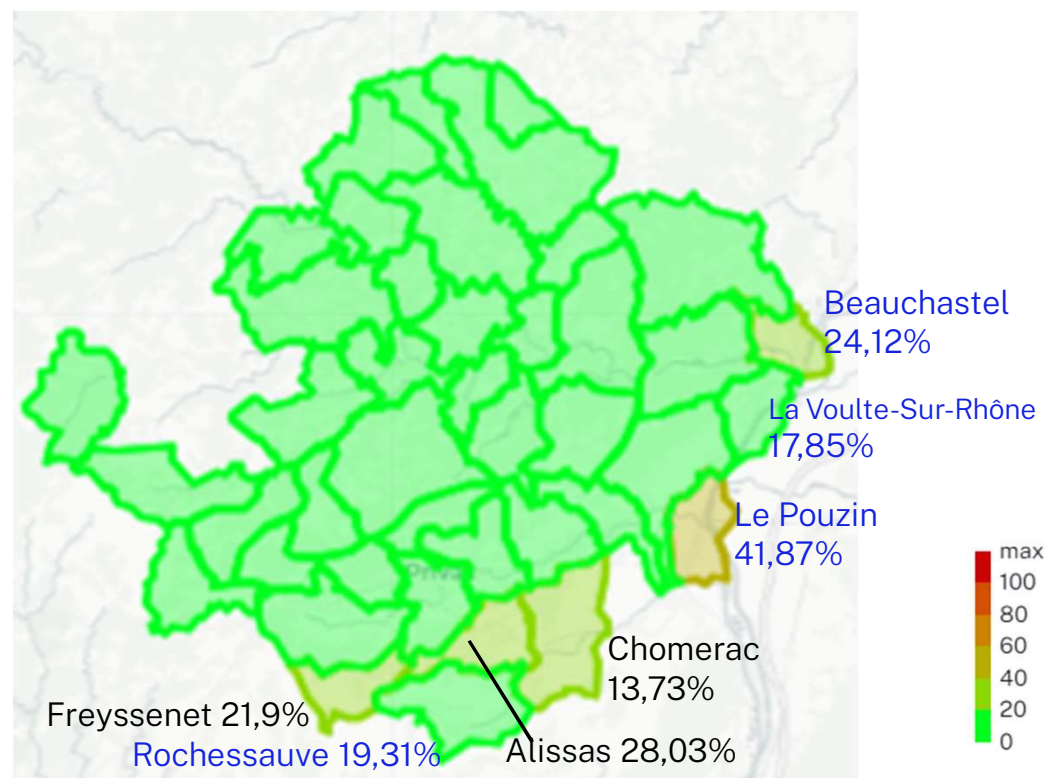


4 communes avec un X% de lignes étant en surcharge

Consommation Taux de charge moyen des lignes HTA (%)

Hiver

Vue 2050

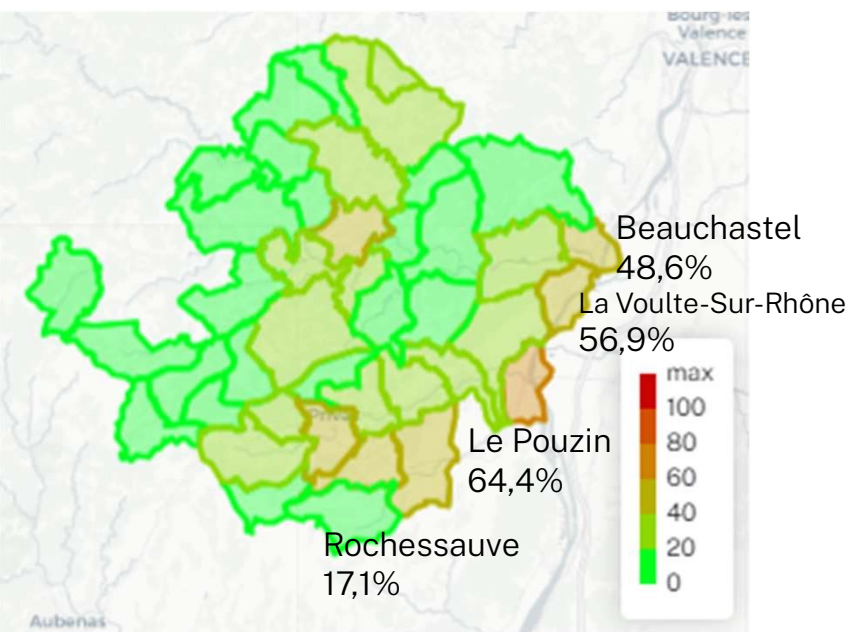


On observe que la moyenne de la charge de l'ensemble des lignes à la maille des communes reste faible sur les 4 communes ayant un % de lignes en surcharge

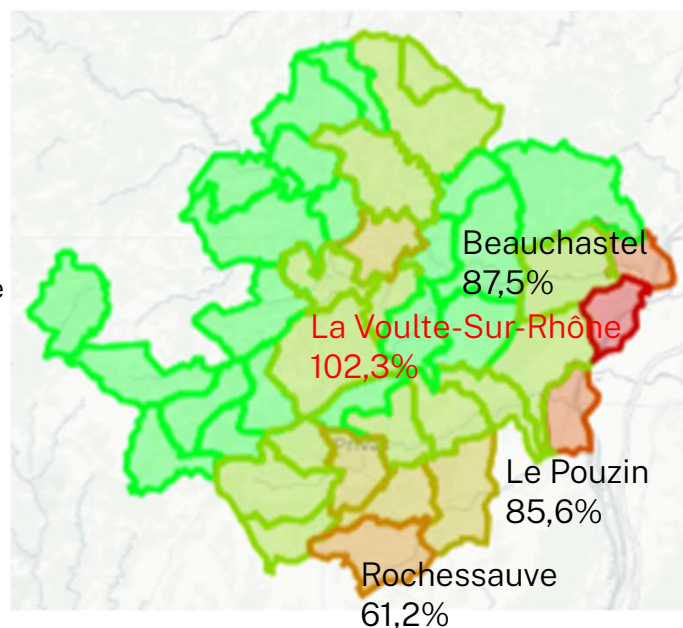
Consommation Taux de charge max de la ligne HTA la plus défavorable (%)

Hiver

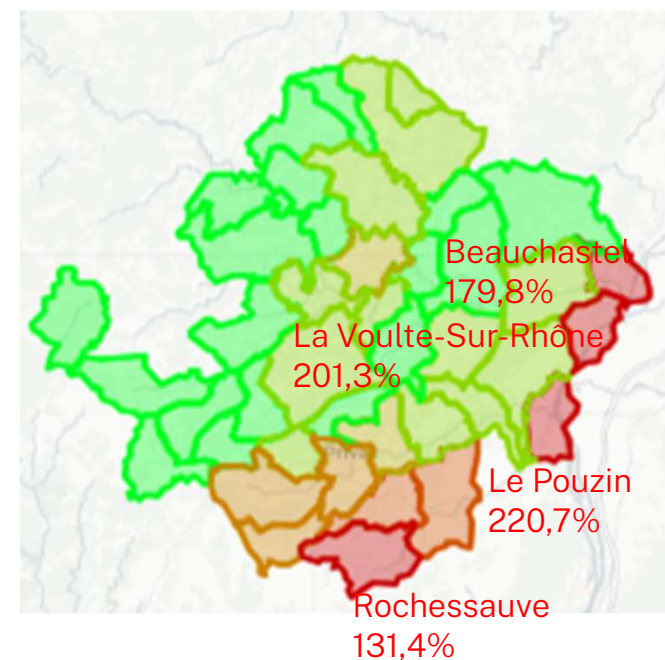
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



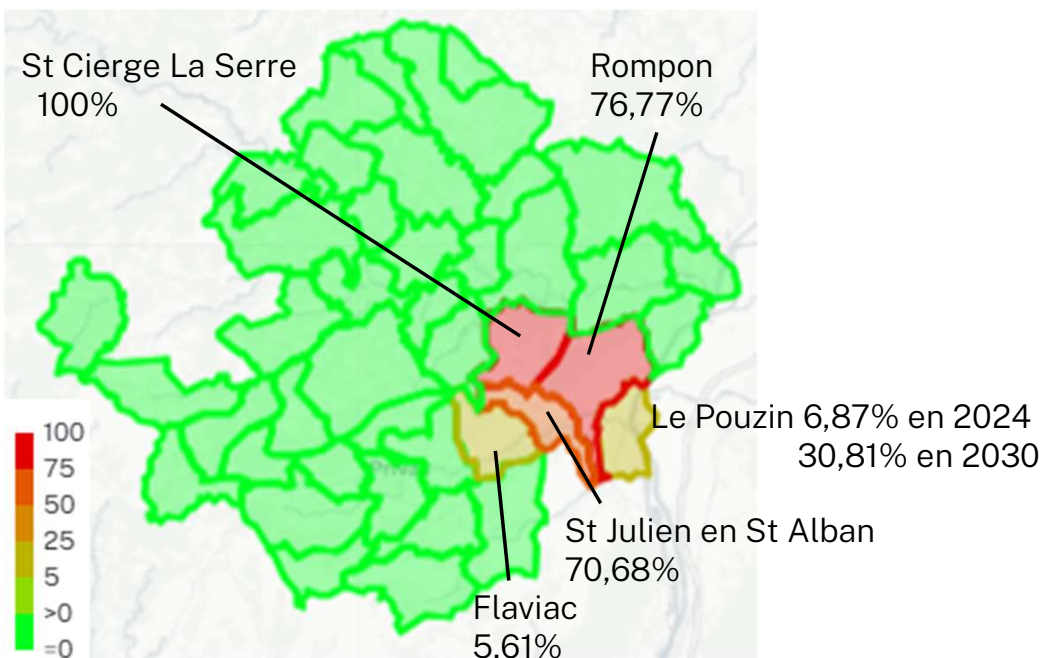
En 2030, un point de vigilance sur la commune La Voulte-Sur-Rhone où les contraintes en ligne sont légèrement au delà du maximum acceptable

En 2050, les contraintes maximums de charge en ligne sont nettement supérieures à la capacité de la ligne pour les 4 communes

Consommation Postes en chute de tension (%)

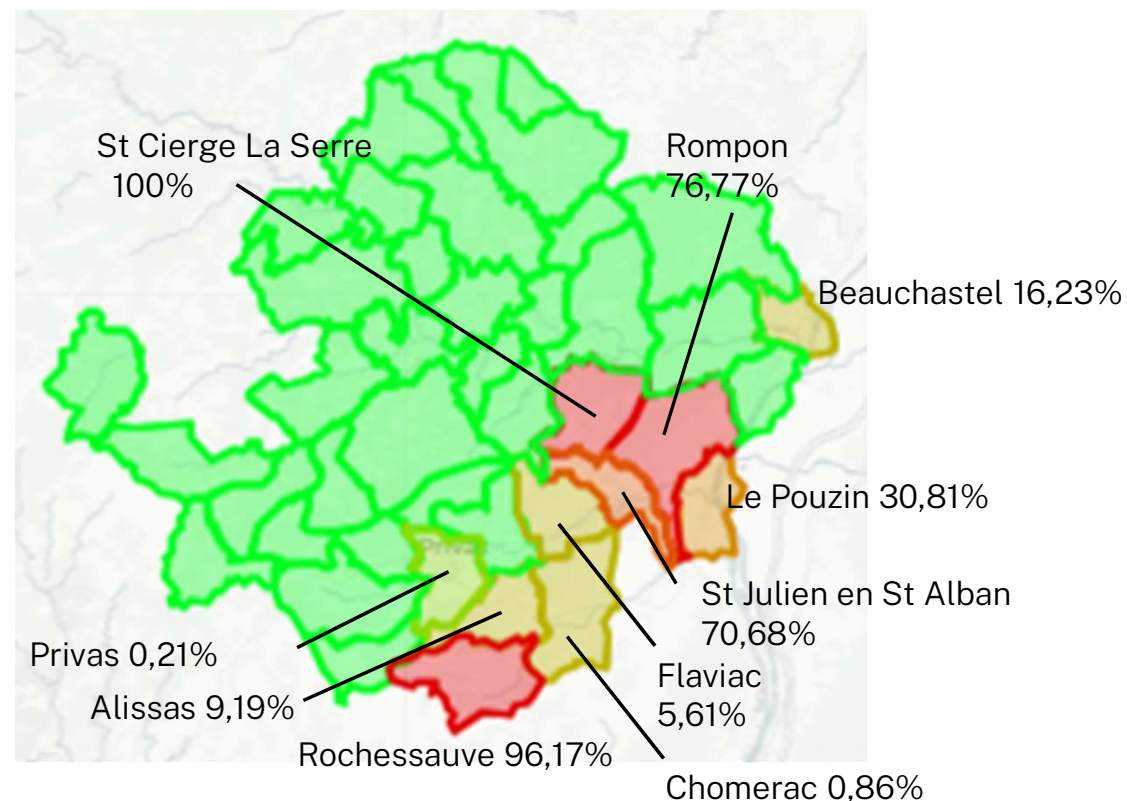
Hiver

Vue 2024 et 2030



5 communes présentent des postes en contraintes de tension

Vue 2050

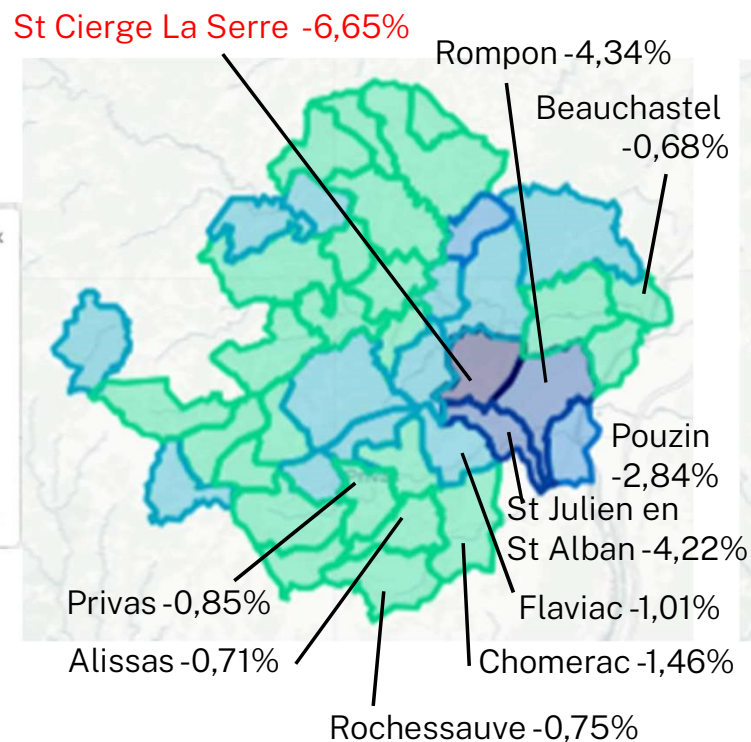


5 communes supplémentaires présentent des postes en contraintes de tension

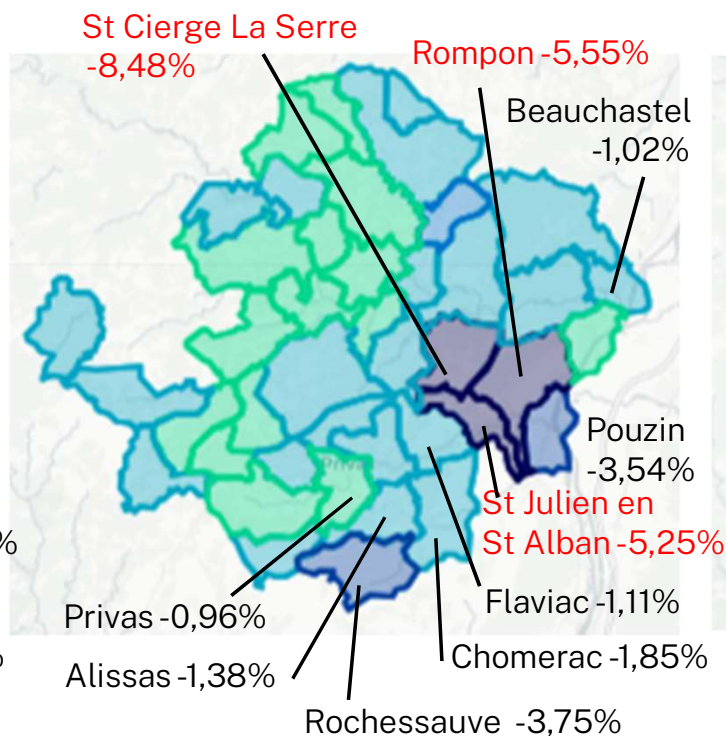
Consommation Moyenne des chutes de tension des postes (%)

Hiver

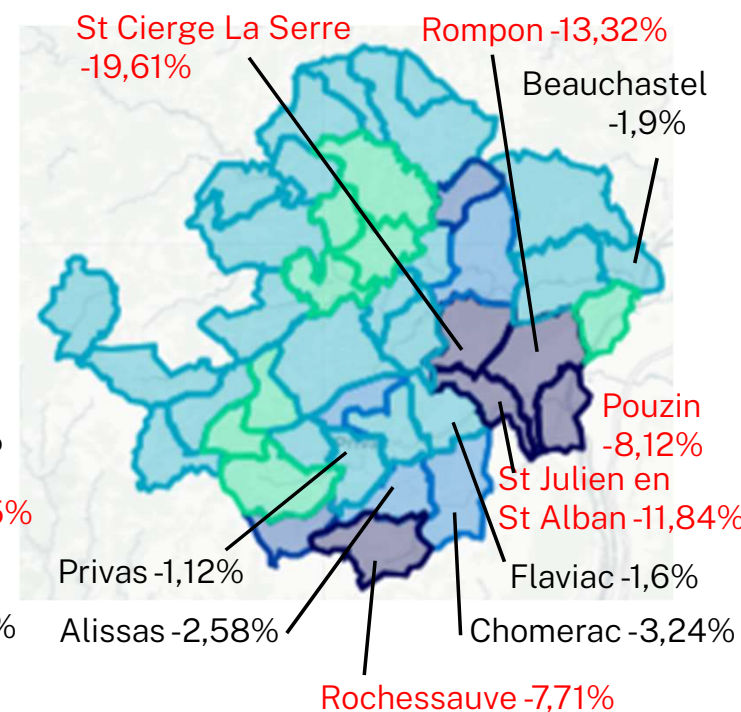
Vue 2024



Vue 2030



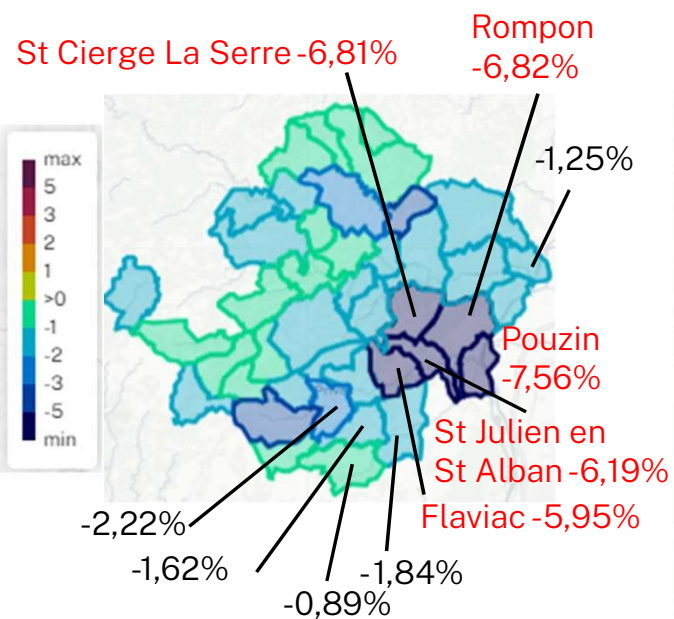
Vue 2050



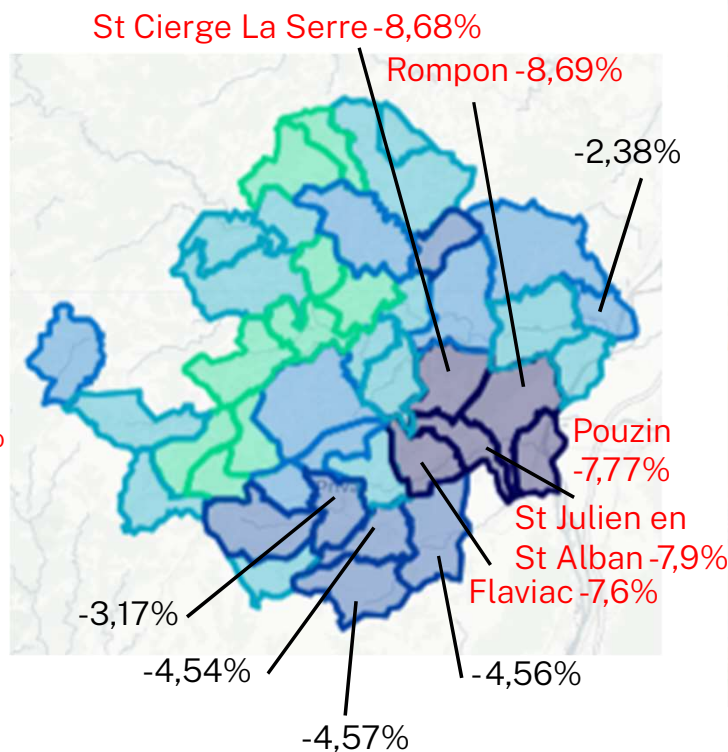
Consommation Hiver

Chute de tension max pour le poste le plus défavorable (%)

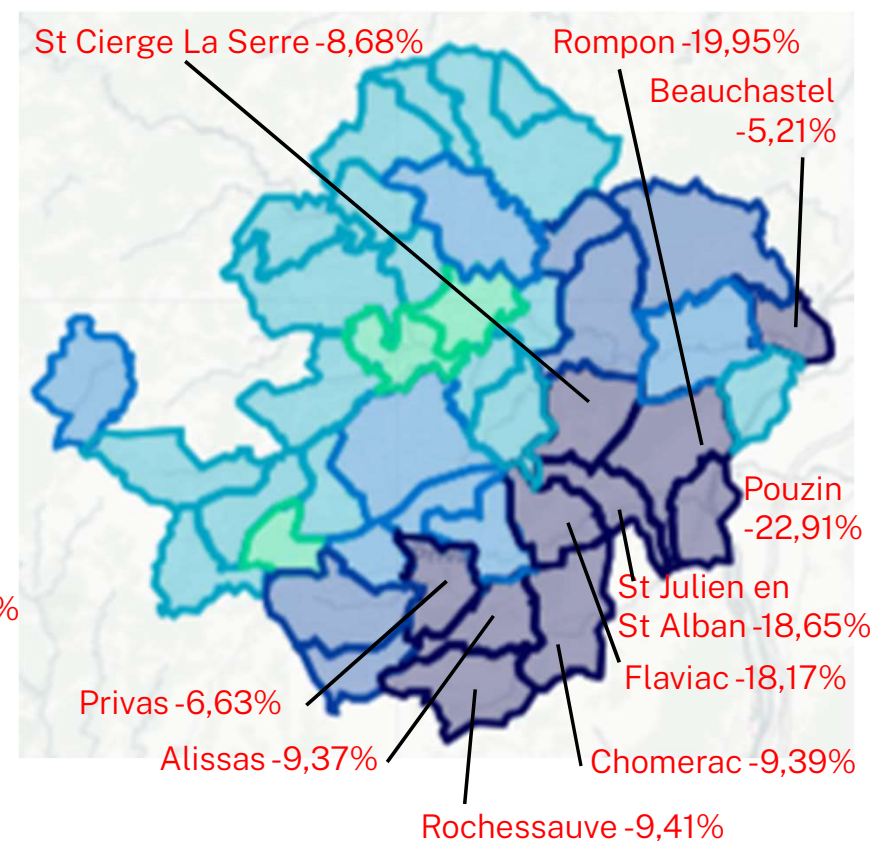
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



Consommation – Résumé des chutes de tension

Hiver

En 2024, sur les 5 communes possédant des postes en chute de tension, seule la commune St Cierge La Serre possède une moyenne de chute de tension des postes dépassant les -5% de chute de tension.

Néanmoins, 5 communes sont à garder en vigilance de par le maximum de chute de tension observé sur leurs postes.

En 2030, sur les 5 communes ayant des postes en contrainte de tension, seules 3 communes ont une moyenne de chute de tension des postes qui dépasse les -5%.

A Rochessauve, la moyenne reste acceptable mais elle a fortement évolué passant de -0,75% en 2024 à -3,75% en 2030.

Tout comme en 2024, les 5 communes sont à garder en vigilance de par le maximum de chute de tension observé sur leurs postes. Sur 3 autres communes nous nous rapprochons également de la limite des -5%

En 2050, pour les 3 communes précédentes, le % de poste en chute de tension évolue considérablement. Il en est de même pour à Rochessauve et Le Pouzin où la moyenne des chutes de tension dépassent -5%

En ce qui concerne le maximum des excursions, toutes les 10 communes dépassent de manière exponentielle la limite de chute de tension

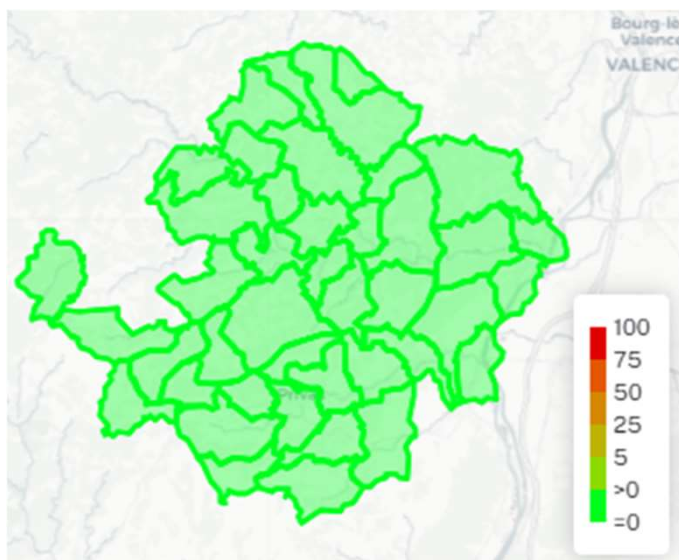
NB: ceci reste des projections à isoréseau. Cela ne signifie pas que des contraintes seront en effet observées. Selon l'emplacement des nouveaux consommateurs sur le réseau et de leur éloignement des postes sources, des renforcements pourront être préconisés.

Production

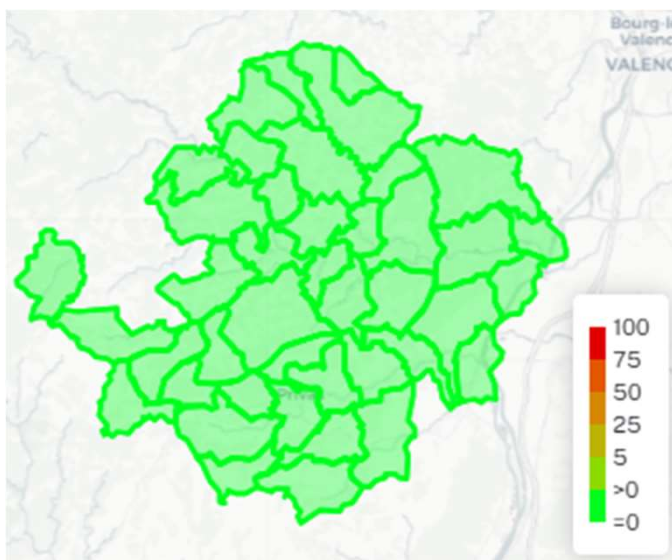
Eté

Impact des lignes HTA en surcharge(%)

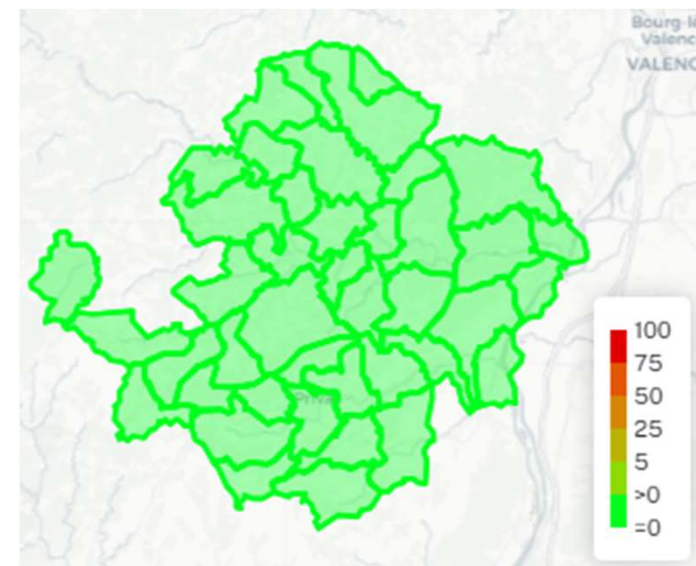
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



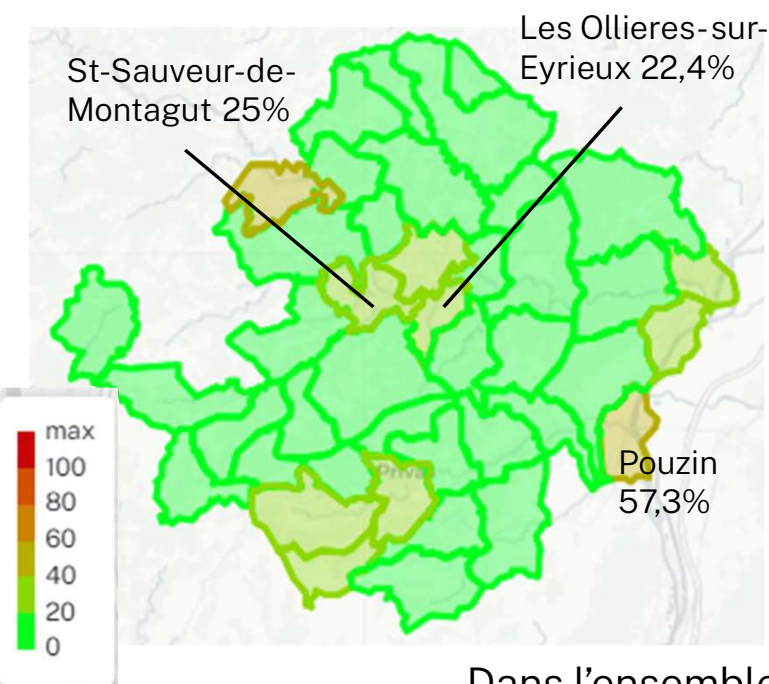
Dans l'ensemble, de 2024 à 2050, aucune ligne en surcharge

Production

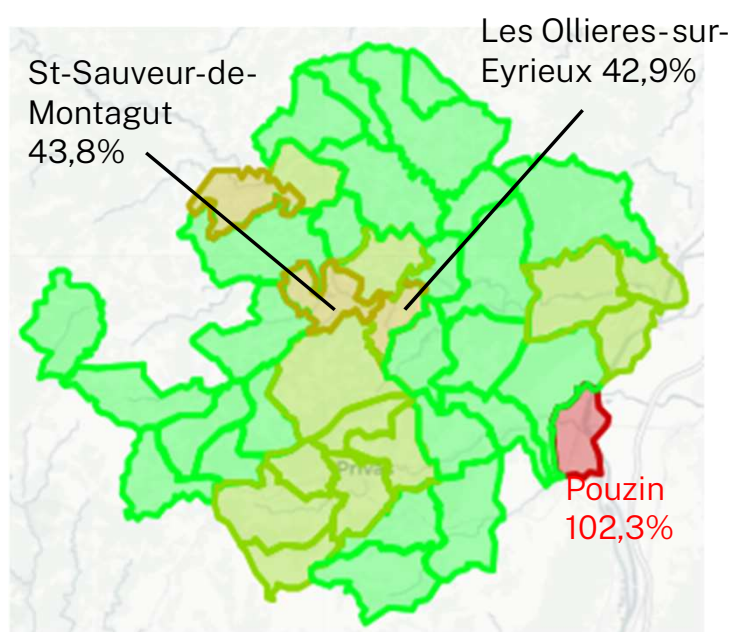
Taux de charge max de la ligne HTA la plus défavorable (%)

Eté

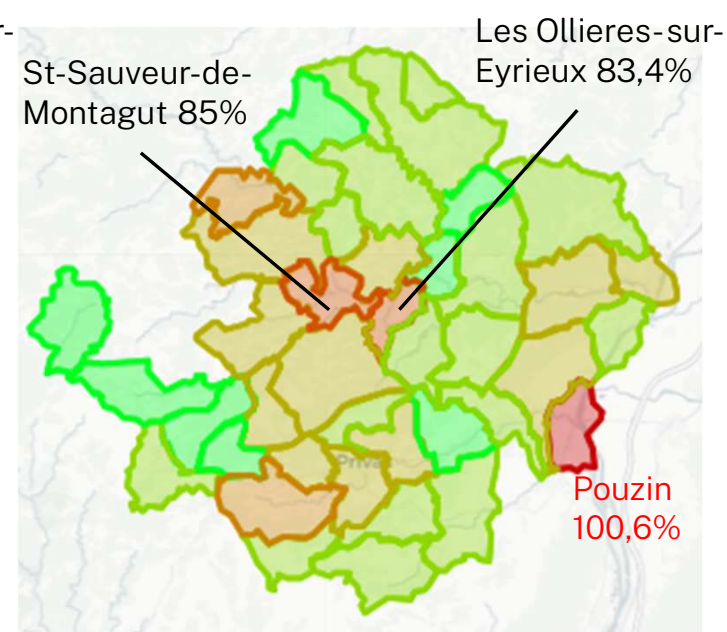
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



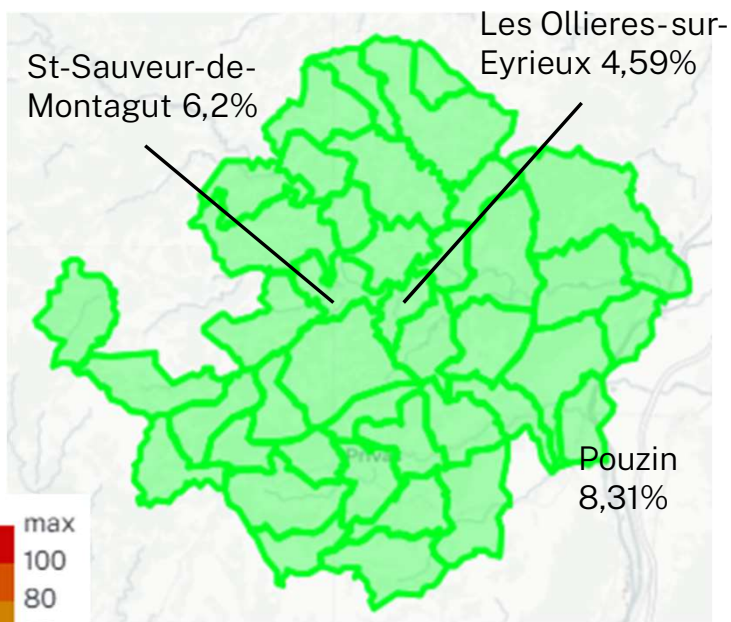
Dans l'ensemble, de 2024 à 2050, aucune ligne en contrainte de charge, seule la commune Le Pouzin possède une ligne à la limite de la contrainte à partir de 2030

Production

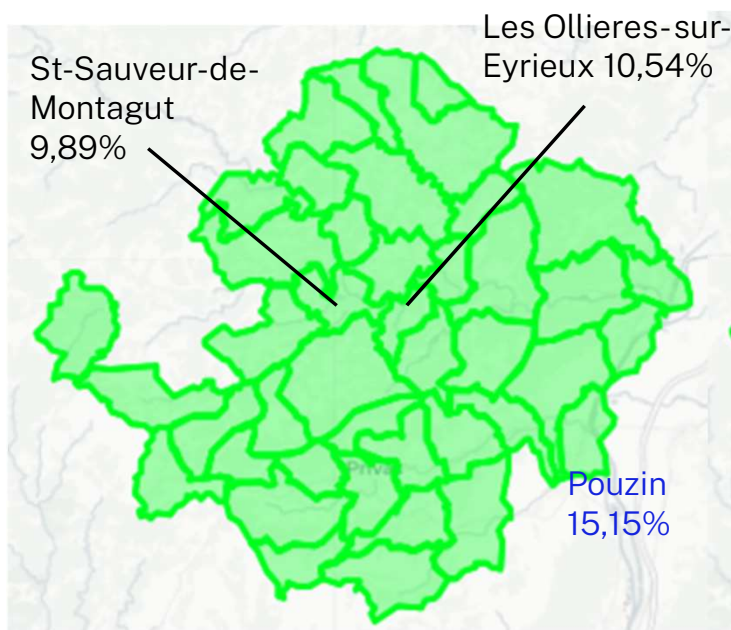
Taux de charge moyen des lignes HTA (%)

Eté

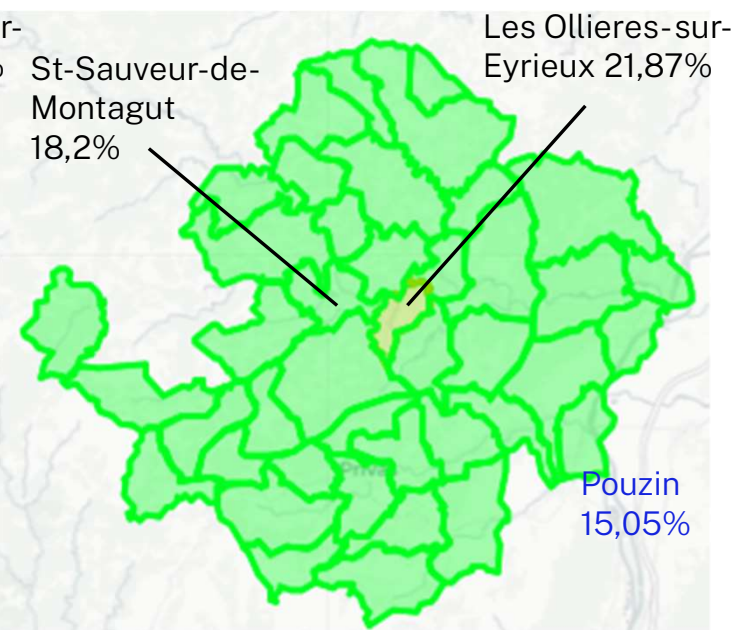
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

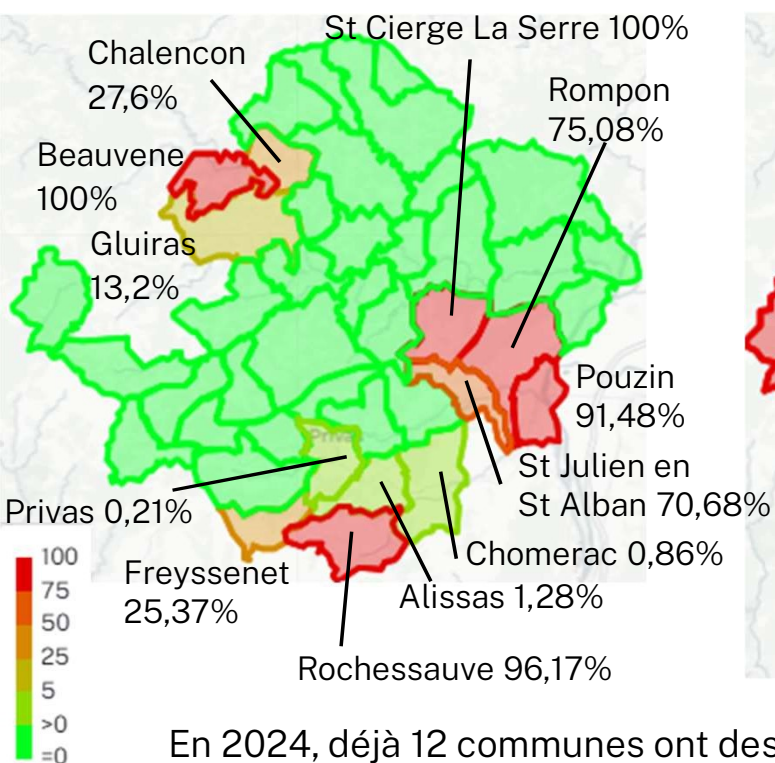


Néanmoins, sur la communes de Le Pouzin , la moyenne des contraintes de charge en lignes descend à environ 15% ➔ **contrainte max négligeable**

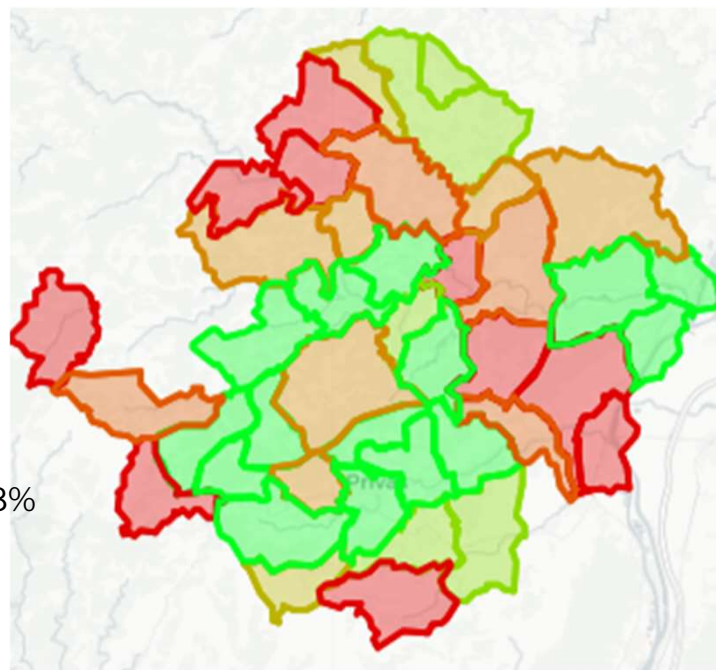
Production Postes en élévation de tension (%)

Eté

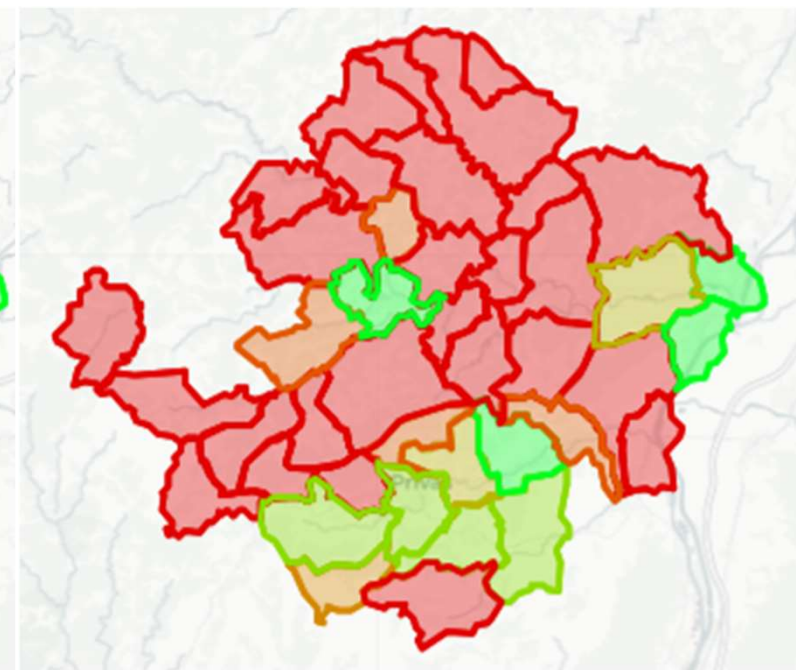
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

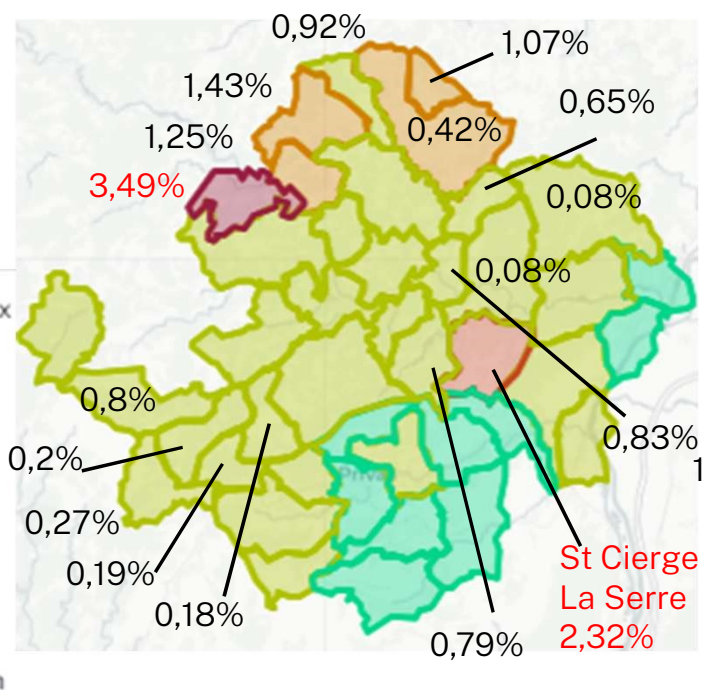


En 2024, déjà 12 communes ont des postes en élévation de tension, Ceci évolue jusqu'à ce qu'en 2050, seulement 4 communes ne présentent aucun poste en élévation de tension

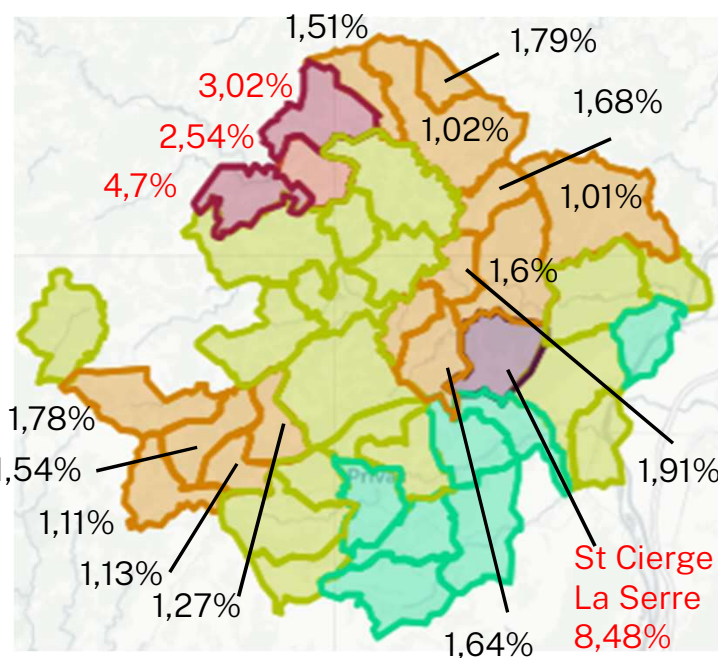
Production Elévation de tension max pour le poste le plus défavorable (%)

Eté

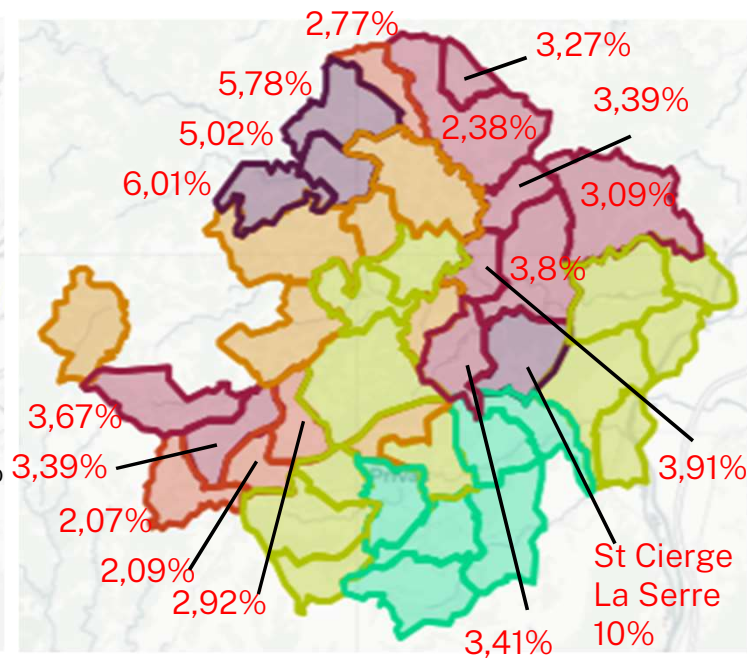
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

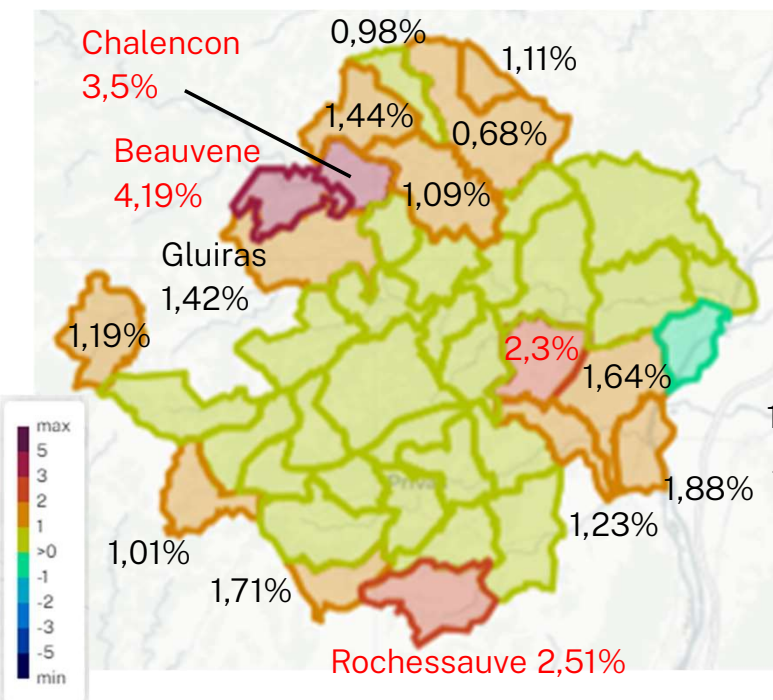


Le développement de la production au fil des années provoque des contraintes d'élévation de tension (seuil définie à +2%)

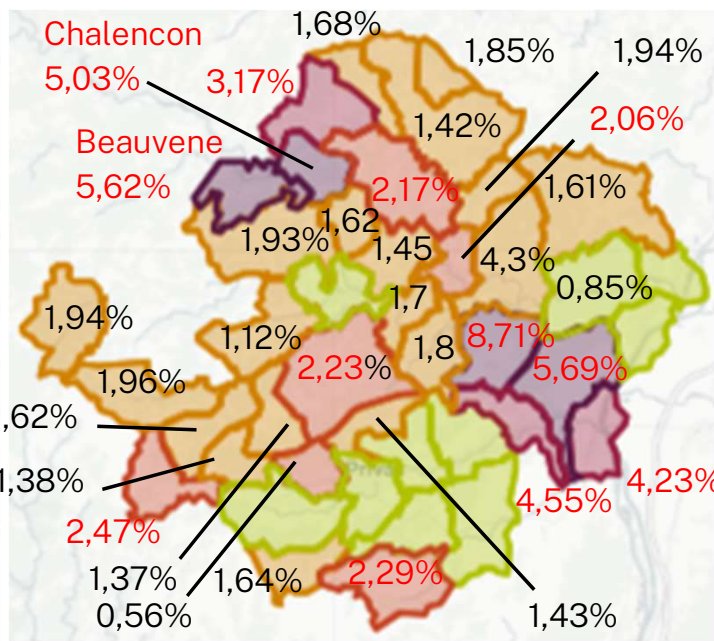
Production Eté

Moyenne des élévations de tension des postes (%)

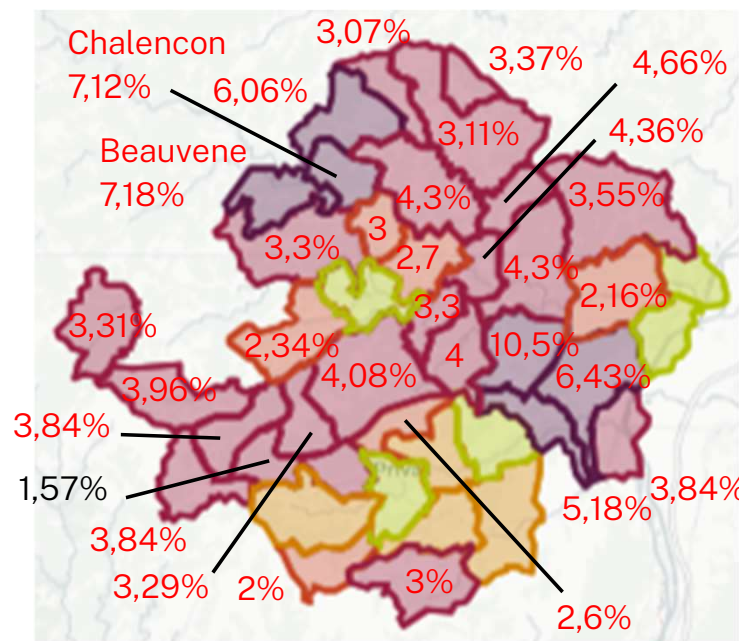
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



En 2024, seules 4 communes présentes une moyenne d'élévation de tension non acceptable

Ceci se propage sur les autres communes en 2030 puis une généralisation sur la majorité des 42 communes en 2050

Production – Résumé des élévations de tension

Eté

En 2024, déjà 12 communes ont des postes en élévations de tension, en revanche seulement 4 communes dépassent les 2% d'élévation de tension sur la moyenne des postes. Sur les 4 communes concernées, 2 communes sont à privilégier aux vues du maximum d'élévation de tension affiché au poste le plus critique.

En 2030, 27 communes ayant des postes en élévation de tension dont 12 ayant une moyenne dépassant les 2% d'élévation de tension. 2 communes supplémentaires par rapport à 2024 ayant le maximum d'élévation de tension déjà critique pour les postes les plus exposés.

En 2050, 38 communes présentent des postes en contrainte en tension. En revanche, seule la moyenne des contraintes sur la commune de Privas reste acceptable sur les 38 communes concernées. 17 communes sur les 38 communes ont un maximum d'élévation de tension déjà critique pour les postes les plus exposés.

NB: Pour les analyses réseau côté production ceci reste également des projections à isoréseau.

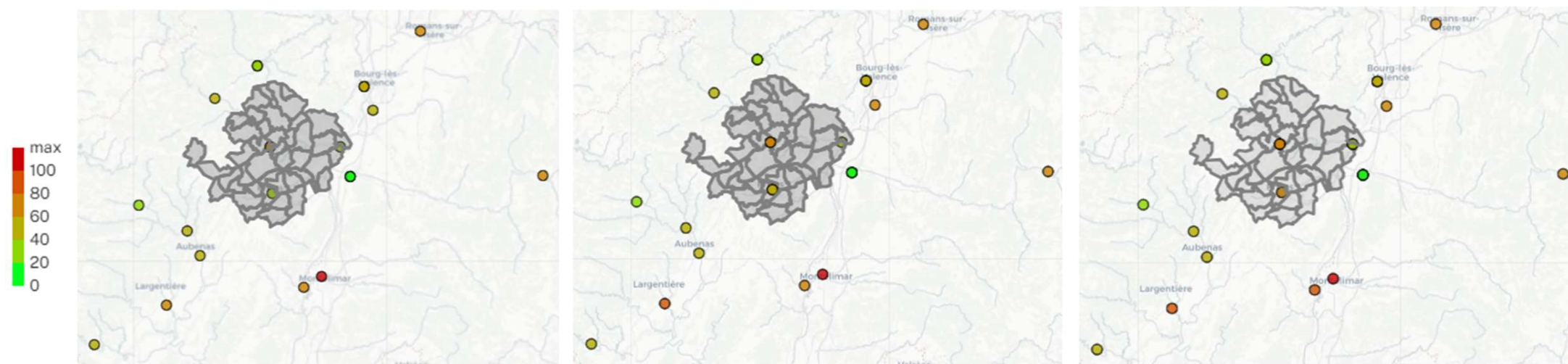
Cela ne signifie pas que des contraintes seront en effet observées. Selon l'emplacement des nouveaux producteurs sur le réseau et de leur éloignement des postes sources, des renforcements pourront être préconisés.

Impact sur les transformateurs des Postes Sources ==> Consommation

Vue 2024

Vue 2030

Vue 2050



Charge max par transfo en hiver

Surcharge de certains transformateurs HTB/HTA en fonction des années mais les autres transformateurs des postes sources concernés étant moins chargés, on peut procéder à des rééquilibrages entre transformateurs.

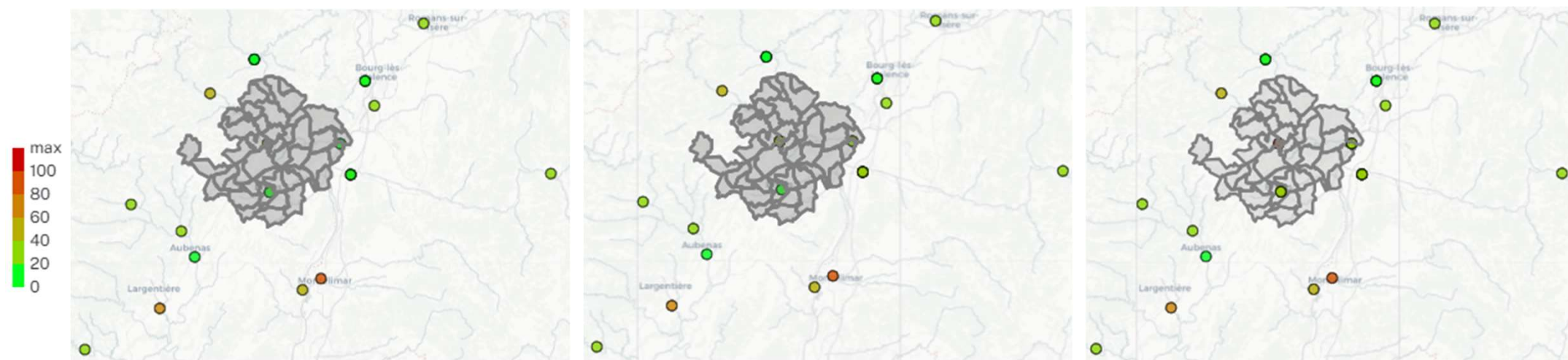
Lors de surcharge de transformateurs HTB/HTA, des ripages (rééquilibrage de charge) sont possibles entre transformateurs d'un même poste source. Il est aussi possible de reprendre de la charge sur d'autres postes sources en cas de besoins

Impact sur les transformateurs des Postes Sources ==> Production

Vue 2024

Vue 2030

Vue 2050



Charge max par transfo en été

Surcharge de certains transformateurs HTB/HTA en fonction des années mais les autres transformateurs des postes sources concernés étant moins chargés, on peut procéder à des rééquilibrages entre transformateurs.

Lors de surcharge de transformateurs HTB/HTA, des ripages (rééquilibrage de charge) sont possibles entre transformateurs d'un même poste source. Il est aussi possible de reprendre de la charge sur d'autres postes sources en cas de besoins

Le dimensionnement du réseau intègre les aléas climatiques et conjoncturels

Une modélisation des charges est nécessaire, elle s'appuie sur les mesures réelles et les projette dans des **situations de référence**, extrêmes mais plausibles (période de grand froid, creux de consommation...).

Les charges sur le réseau de distribution varient fortement en fonction de la météo, du jour de l'année, mais aussi d'aléas conjoncturels difficiles à prévoir. Cette variabilité est d'autant plus forte que le nombre de clients concernés est faible.

Étudier l'état de charge passé d'un ouvrage sur un historique limité, même de quelques années, ne suffit donc pas pour avoir une vision complète de la capacité de cet ouvrage à accueillir plus de charge.

Les politiques de renouvellement, d'automatisation et d'enfouissement ne sont pas remises en cause.



L'AIS vise à modifier les perspectives d'utilisation des réseaux pour les adapter avec des scénarios prospectifs.

Le Point

Les Britanniques se ruent sur leurs bouilloires après le mariage princier

Le réseau électrique britannique a connu vendredi l'un des pics les plus importants de son histoire: peu après fin de la cérémonie de mariage de William et Kate, l'équivalent d'un million de bouilloires ont été branchées en même temps pour une bonne tasse de thé.

La consommation nationale a connu une poussée de 2.400 mégawatts à 13H40 GMT, peu après l'arrivée au palais de Buckingham du carrosse ramenant les jeunes mariés de l'abbaye de Westminster.

Il s'agit de la 4e plus forte hausse de consommation à la suite d'un événement télévisé jamais enregistrée par National Grid, le réseau britannique d'électricité, a annoncé ce dernier.

Les Britanniques ont, semble-t-il, profité des 45 minutes de pause entre l'arrivée du couple à Buckingham et le traditionnel baiser au balcon du palais, pour décompresser devant une tasse de thé. Lorsque William et Kate se sont embrassés pour la première fois en public, la consommation d'électricité a au contraire brutalement chuté de 3.000 MW.

Importance du pilotage de la charge des VE et de l'ECS

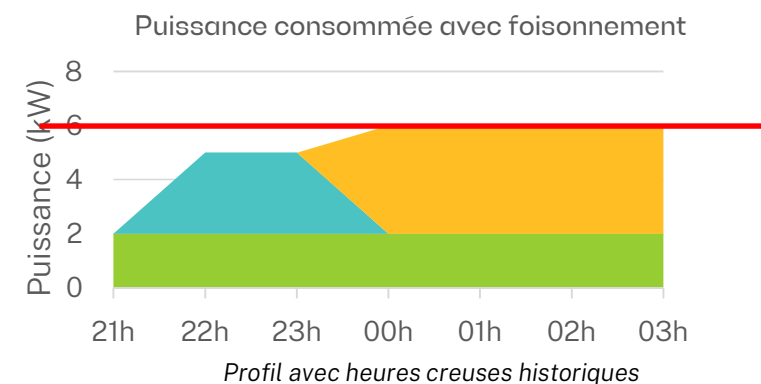
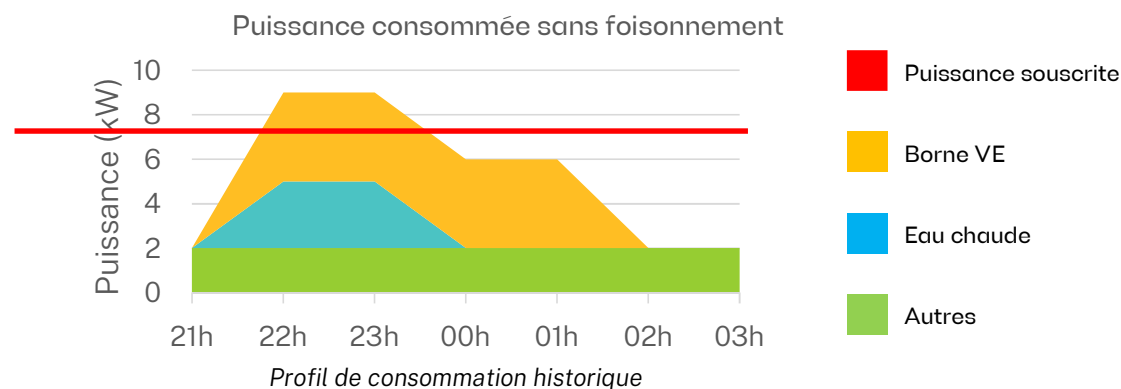
La forte augmentation du nombre de bornes de recharges peut générer de nouvelles contraintes sur le réseau. En effet, la consommation supplémentaire générée par les bornes risque de s'ajouter au pic de consommation journalier à 19h.

Un des moyens de lutter contre ce phénomène est **de recourir au pilotage de la charge, et de la repousser aux heures creuses historiques**. La CRE demande actuellement à ENEDIS de nouvelles heures creuses pour consommer les EnR.

Pour éviter une augmentation de la puissance souscrite du client, ce dernier a intérêt à décaler la recharge de son VE en dehors de la période de fonctionnement de son chauffe eau (déclenchement signal HC). De nouveaux contrats de fournitures prennent en compte ce nouveau besoin.

En 2035, 17 millions des véhicules particuliers seront électriques (environ la moitié).

rapport Enedis/RTE sur les besoins électriques pour les longues distances 2021



Des bâtiments de plus en plus performants

- La performance énergétique des bâtiments est un enjeu majeur de la transition écologique. Pour le parc existant, elle repose sur des rénovations thermiques performantes (isolation par l'extérieur, amélioration des systèmes de ventilation, changement des ouvrants....). Pour les bâtiments neufs, la nouvelle réglementation environnementale (RE2020) s'applique et permet de limiter fortement les consommations de chauffage (critères en énergies, indicateurs de changement climatique...).
- En se substituant aux modes de chauffage fossiles (fioul, gaz...), les pompes à chaleur sont un levier important de décarbonation de cet usage. Ce type de substitutions entraîne alors des consommations électriques supplémentaires.
- Par ailleurs, lorsque les pompes à chaleur sont utilisées en remplacement de radiateurs électriques (à effet joule), elles permettent de diviser en moyenne la consommation électrique pour le chauffage par 3 (pour un confort thermique équivalent).
- L'association de ces solutions (rénovation et PAC) permet de réduire significativement la consommation d'énergie finale et les émissions de CO2 associées.

La question du rythme de substitution des modes de chauffage et des gestes de rénovation est donc importante pour évaluer l'impact associé sur le réseau.

Impact du développement des EnR

- Les capacités de production électriques photovoltaïques et éoliennes sont essentiellement raccordées au réseau de distribution d'électricité.
- La dynamique de développement devrait encore s'accélérer dans les prochaines années. Ainsi, dans certaines zones le réseau public de distribution d'électricité (RPD) devra être renforcé pour permettre l'accueil de ces moyens de production.
- Par ailleurs, dans le cas d'un développement important de ces installations, des adaptations du réseau et des flexibilités seront mises en œuvre pour faciliter le raccordement des nouvelles installations et éviter les congestions.
- Les S3REnR sont des outils de planification stratégiques qui permettent une répartition des coûts des ouvrages de production entre les producteurs et la collectivité.

La planification énergétique prend en compte plusieurs puissances de références. En effet, il faut que le réseau soit en capacité d'accueillir à la fois la consommation et la production sur une zone donnée. Installer des EnR dans une zone ne va pas forcément diminuer les contraintes en consommation, les maximum de pics de consommation et production n'étant pas synchrones. Le meilleur exemple est le maximum annuel de consommation historiquement atteint aux environs de la 3^{ème} semaine de janvier entre 09h et 21h, là où la production solaire est égale à 0.

5 convictions pour définir des critères d'investissement

1. Le réseau a une valeur collective majeure

- Accès à une puissance garantie 24 h/24, 365 jours/an.
- Avec un taux de fiabilité proche de 99,99 %.
- Signal électrique répondant à des normes U et F.

2. Enedis développe et exploite le réseau dans un cadre de dialogue à la fois national et local :

- Les plans nationaux répartissent de manière ciblée des investissements entre des régions qui ne présentent pas le même risque (plan aléa climat, inondation, Plan ZUD).
- La décision locale, forte de la connaissance du terrain et des autres enjeux, détermine les investissements à réaliser chaque année.

3. Un savoir-faire majeur d'Enedis : optimiser et séquencer les investissements

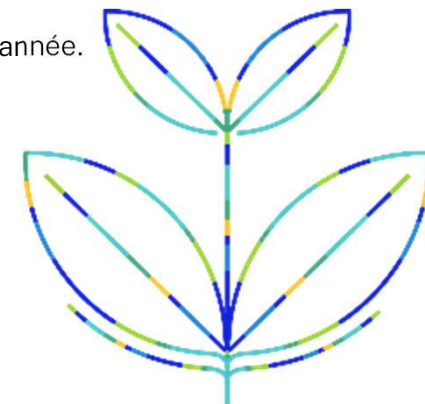
permettant notamment de respecter les seuils d'alimentation en tension, limiter les coupures, réduire les pertes techniques.

4. Des méthodes d'investissement stables dans la durée pour garder un cap...

Enedis investit dans des ouvrages ayant une durée de vie longue, de l'ordre de plusieurs dizaines d'années, et dont les modes d'utilisation évoluent lentement.

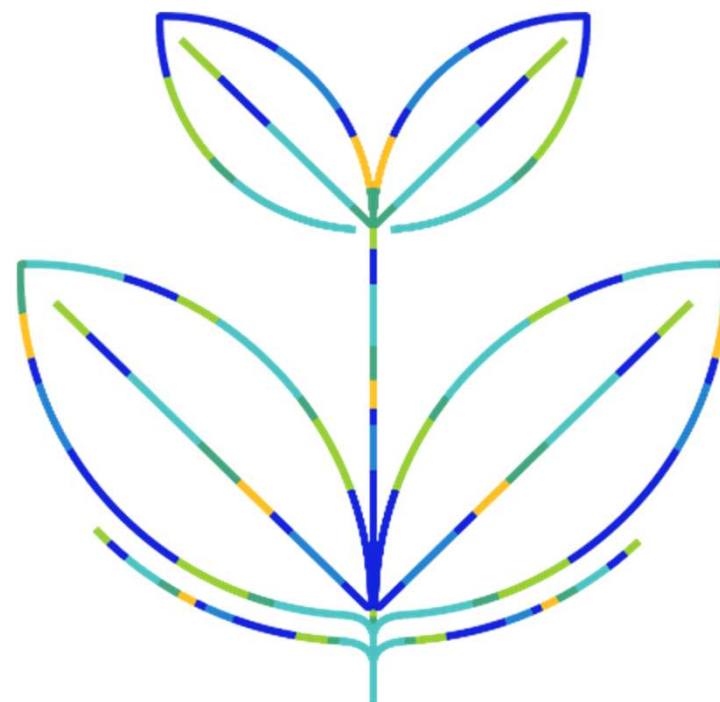
5. ... avec un rythme d'évolutions qui s'accélère avec la transition énergétique

Face à l'arrivée massive de production décentralisée, de nombreuses évolutions de méthodes ont été (et vont être) mises en place pour réduire les coûts et délais de raccordement.

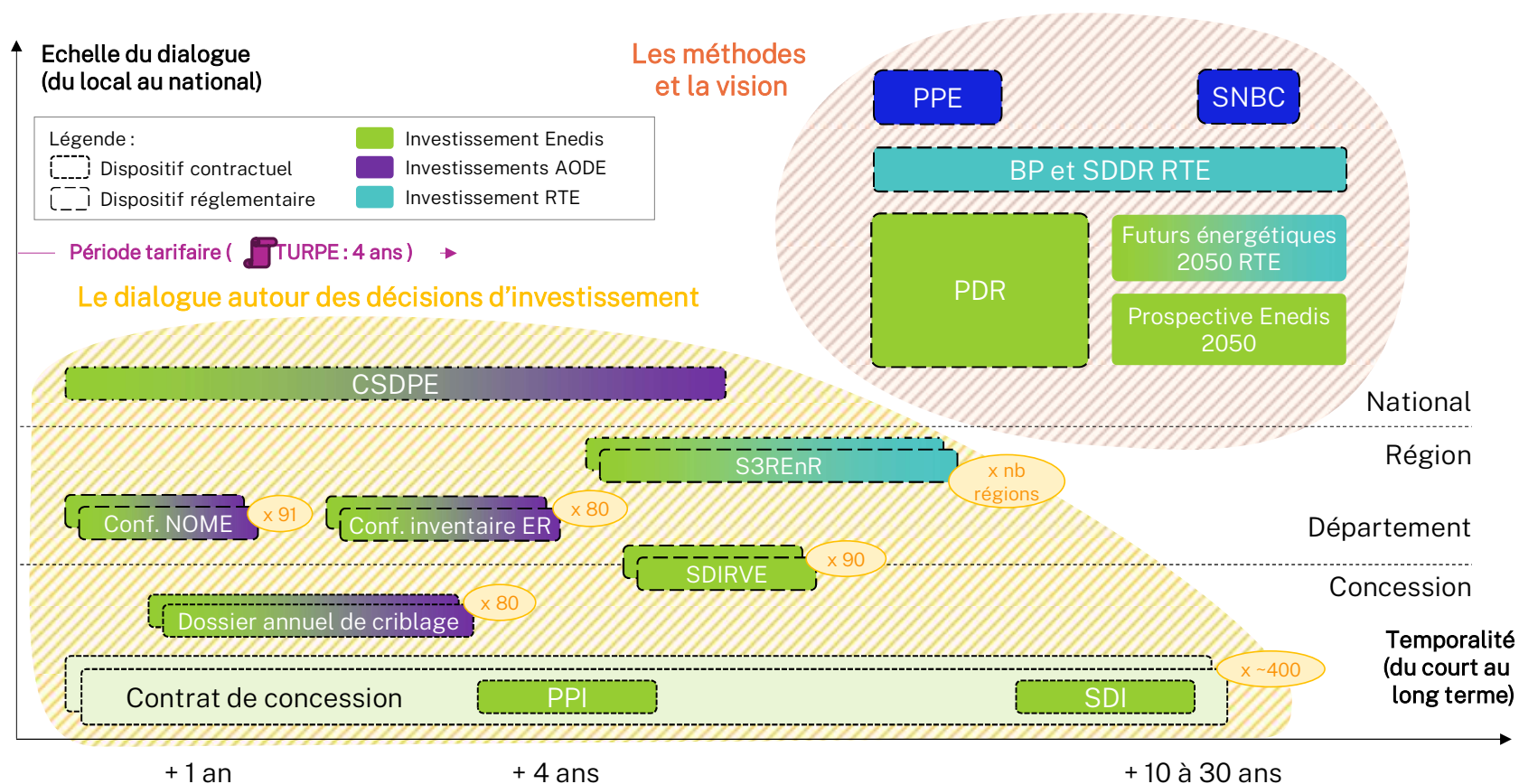


[Revenir au
sommaire](#)

ANNEXES



L'AIS, une vision prospective des impacts sur le réseau de distribution



Lexique

AIS	Analyse d'Impact Scénarisée
AODE	Autorité Organisatrice de la Distribution de l'Electricité
BP	Bilan Prévisionnel
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSDPE	Comité du Système de Distribution Publique d'Electricité
EnR	Energie Renouvelable
EPCI	Établissement Public de Coopération Intercommunale
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HC	Heures Creuses
IRVE	Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques
PAC	Pompe A Chaleur
PDR	Projet du Distributeur en Région
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
RDP	Réseau de Distribution Public
S3ReNR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
SDDR	Schéma Décennal de Développement du Réseau
SDIRVE	Schémas Directeurs pour les Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
VE	Véhicule Electrique
ZUD	Zone Urbaine Dense

Analyse d'Impact Scénarisée

Pour la collectivité : SDE07

ENedis



SOMMAIRE DU RAPPORT

01

Présentation de l'AIS et
réalisation de l'étude

02

Périmètre de l'étude et
rappel des hypothèses

03

Impacts des scénarios
sur les puissances
maximum appelées

04

Impacts sur le réseau
de distribution

[Revenir au sommaire](#)

Présentation de l'AIS et réalisation de l'étude

Rappel des étapes d'une analyse d'impact scénarisée?



Contenu du scénario



Création et suppression de logements

Création locaux tertiaires

Rénovation du bâti résidentiel

Ajout de PAC



Ajout de véhicules électriques à la maille communale



Ajout éclairages publics



Production solaire diffuse

L'AIS, une vision prospective des impacts sur le réseau

L'analyse d'impact scénarisée est une étude d'aide à la décision pour les collectivités réalisée par Enedis à partir de données du territoire et de scénarios prédéfinis par Enedis.

Le service AIS permet :

- ✓ d'avoir une **vision prospective** de l'impact sur le réseau public de distribution des évolutions prévues sur les modes de consommation et de production (échelle EPCI / AODE)

Mais

- ✓ Cette vision prospective **ne remplace pas des trajectoires d'investissements** : ce sont bien les besoins locaux et le dialogue avec les autorités concédantes qui, dans le cadre d'une trajectoire financière et d'une politique industrielle nationale, déterminent les engagements pris à la maille de chaque concession.
- ✓ Une AIS **ne remplace pas une étude de dimensionnement** qui sera réalisée au moment des demandes de raccordements.
- ✓ Chaque raccordement nécessite des décisions unitaires à la complexité variable.
- ✓ Vision à iso-réseau

[Revenir au
sommaire](#)

Périmètre de l'étude et rappel des hypothèses

Données d'entrées

Scénario 1 :

Échéance : Année 2030

Paramètre 1 : Installation PV (46MW)

Paramètre 2 : Installation de bornes de recharge
(453 bornes de 22kW soit 9,9MW)

Paramètre 3 : Installation d'éclairages publics (12,7MW)

Paramètre 4 : Installation de 619 PAC

Paramètre 5 : Construction et démolition de logements
(53 700m²) et locaux tertiaires (82 042m²)

Paramètre 6 : Rénovation de 3 222 logements et
1 059 locaux tertiaires

Scénario 2 :

Échéance : Année 2050

Paramètre 1 : Installation PV (74,9MW)

Paramètre 2 : Installation de bornes de recharge
(3 951 bornes de 22kW soit 86,9MW)

Paramètre 3 : Installation d'éclairages publics (44,6MW)

Paramètre 4 : Installation de 1911 PAC

Paramètre 5 : Construction et démolition de logements
(86 600m²) et locaux tertiaires (82 065m²)

Paramètre 6 : Rénovation de 7 884 logements et
1 828 locaux tertiaires



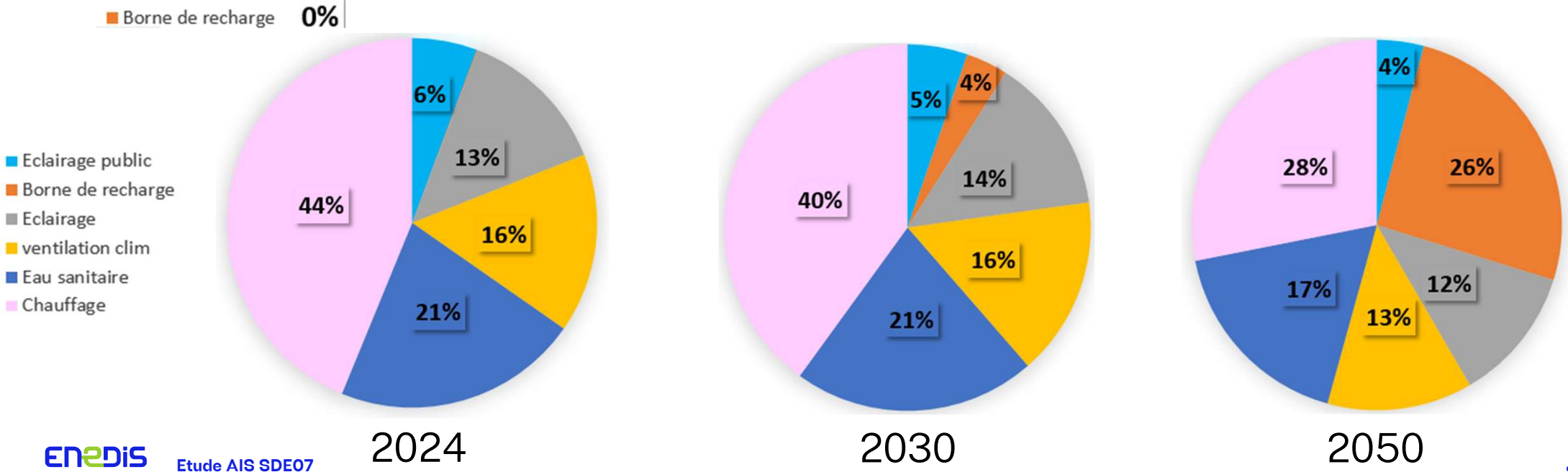
Données d'entrées
détaillées des
scénarios

[Revenir au
sommaire](#)

Impacts des scénarios sur les puissances appelées

Synthèse de l'évolution des Puissances globales de 2024 à 2050

Evolution du pic de charge en fonction des scénarios			
Année du scénario	Pmax (kW)	Heure Pmax	Usage principal au pic
2024	44 713 kW	23h 3Déc	Chauffage
2030	47 324 kW		Chauffage
2050	52 103 kW		Chauffage + bornes IRVE

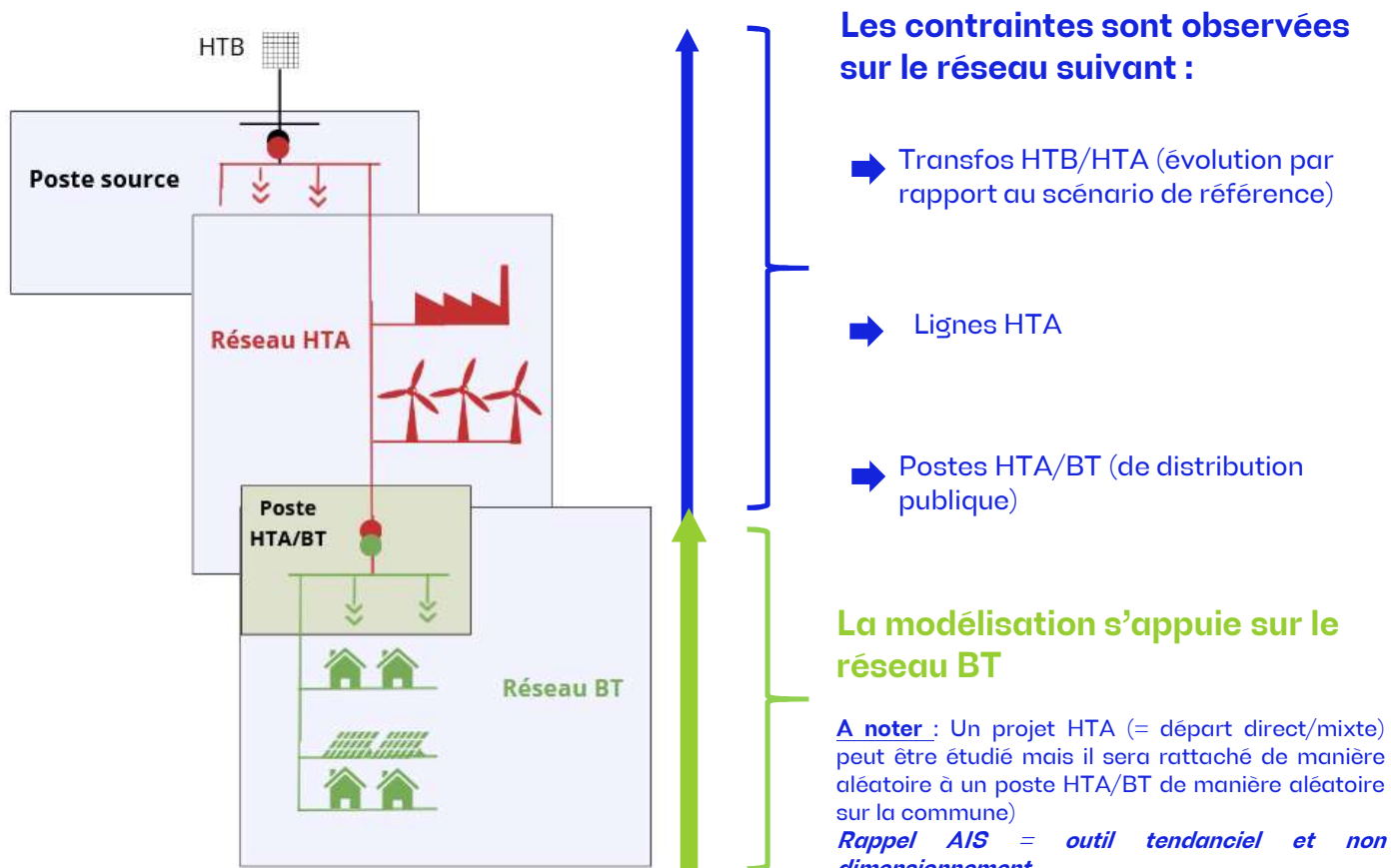


[Revenir au
sommaire](#)

Impacts sur le réseau de distribution



Rappel structure du réseau



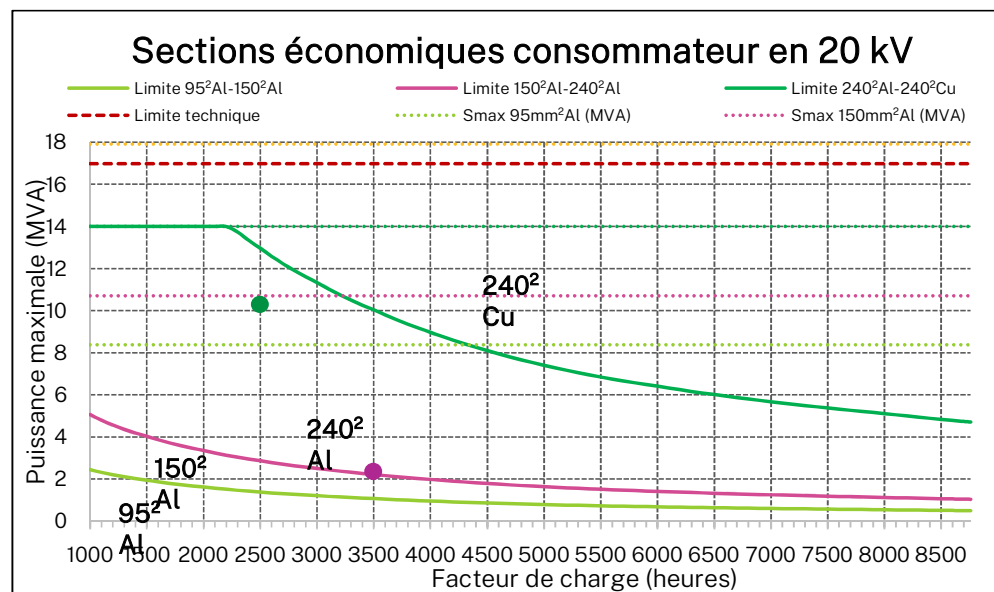
Vue prospective à iso-réseau, non représentative des futures contraintes

La modélisation est réalisée sur le réseau BT avec une restitution à la maille HTA

Le dimensionnement du réseau doit permettre de s'affranchir des contraintes en courant et en tension

En intensité : En tant que GRD, Enedis se doit de garantir une continuité d'alimentation. D'autres critères **technico-économiques** (prise en compte des pertes, croissance future du transit, ...) sont pris en compte lors du dimensionnement des câbles le long du réseau.

En tension : Le cadre réglementaire impose à Enedis de fournir à ses clients une **tension comprise entre -10% et +10%** autour de la tension nominale. Pour respecter ces seuils, le dimensionnement du réseau limite les chutes et élévations de tension maximales le long des départs HTA.



un coût d'énergie estimé à 60€/MWh
(PRDE D1.3-01-V4)

Afin d'évaluer les contraintes présentes dans une zone, il est nécessaire de considérer plusieurs scénarios, et d'observer à la fois le transit et les chutes de tension.

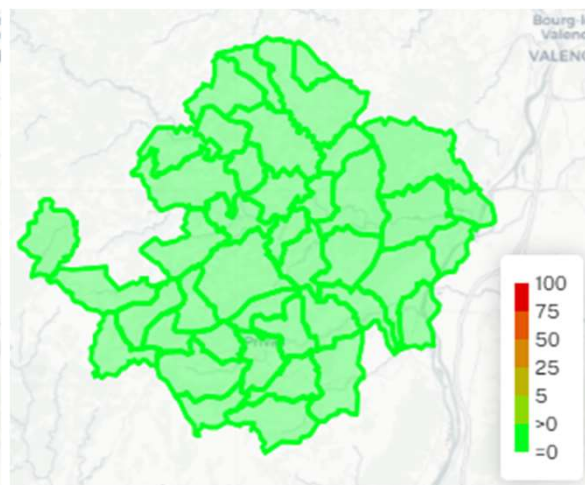
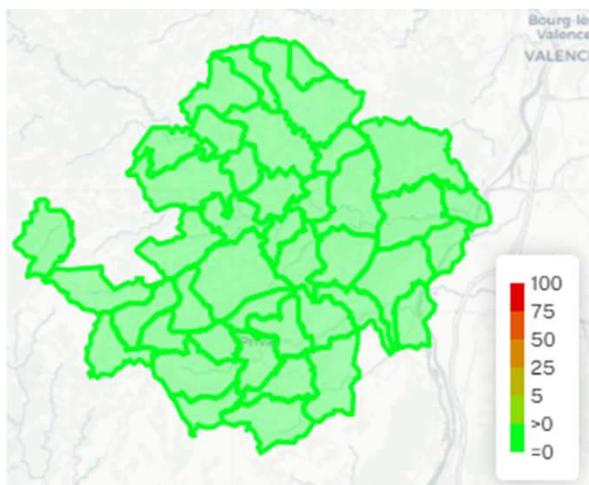
Consommation Impact des lignes HTA en surcharge (%)

Hiver

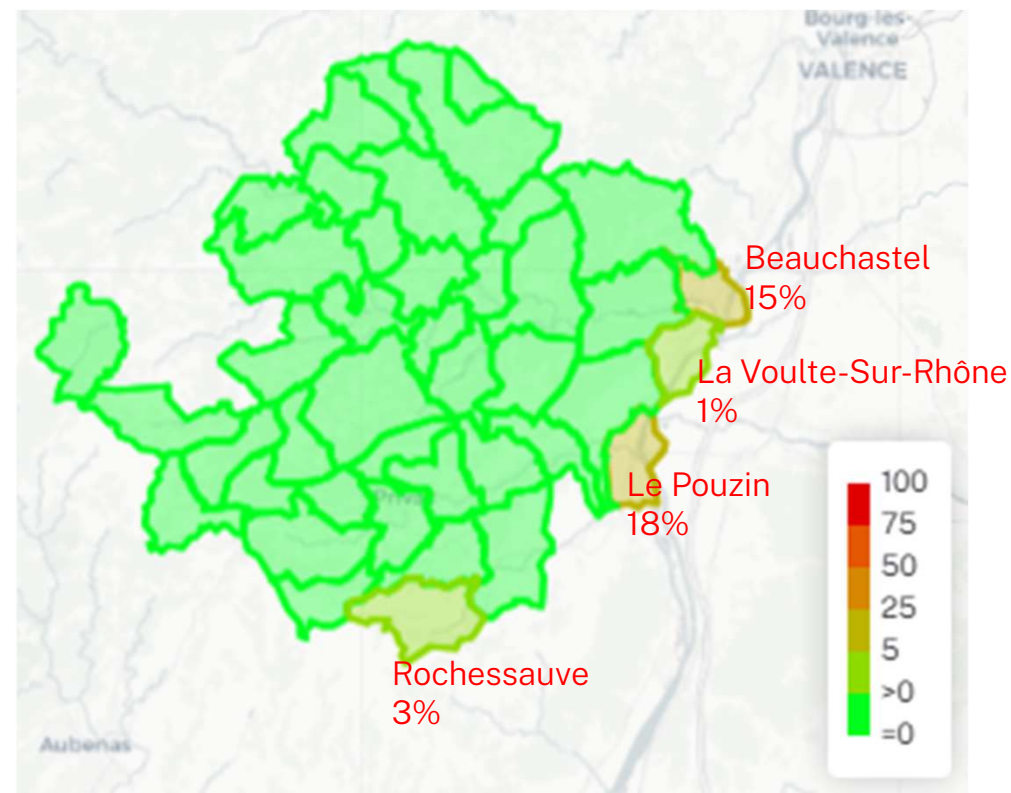
Vue 2024

Vue 2030

Vue 2050



Pas de contrainte de surcharge sur les lignes HTA

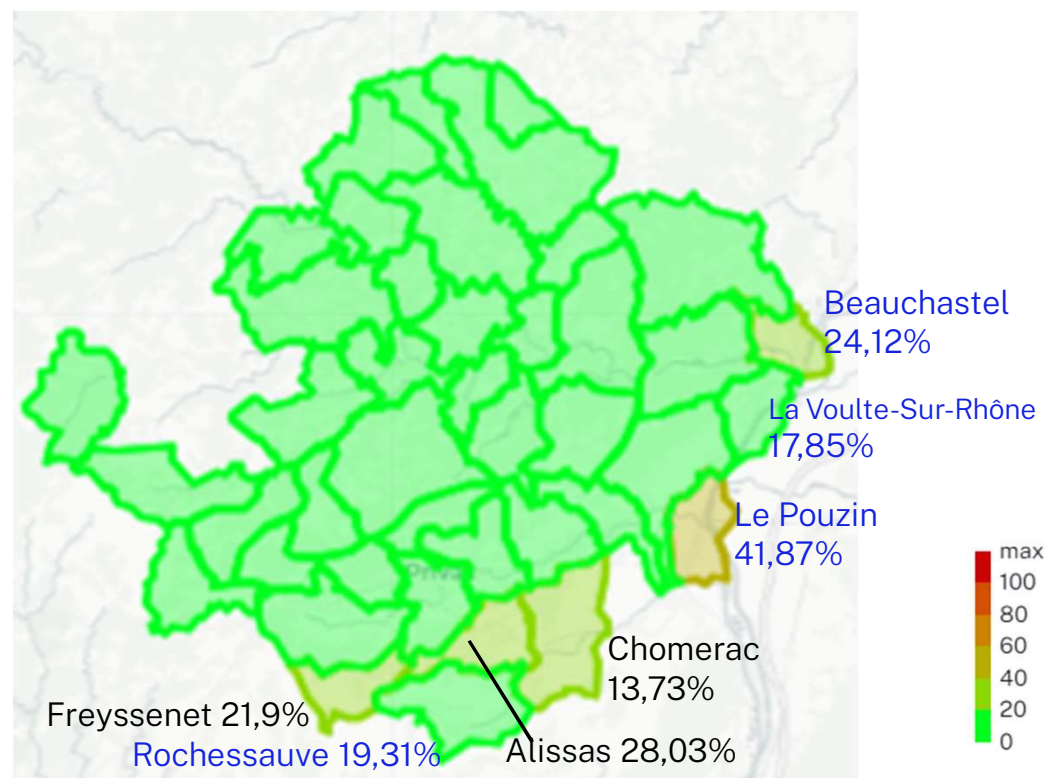


4 communes avec un X% de lignes étant en surcharge

Consommation Taux de charge moyen des lignes HTA (%)

Hiver

Vue 2050

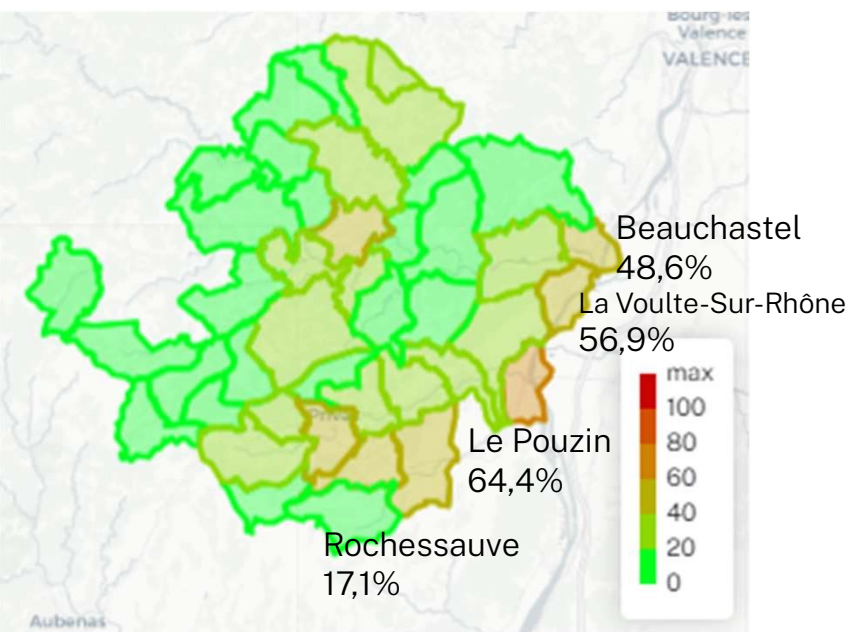


On observe que la moyenne de la charge de l'ensemble des lignes à la maille des communes reste faible sur les 4 communes ayant un % de lignes en surcharge

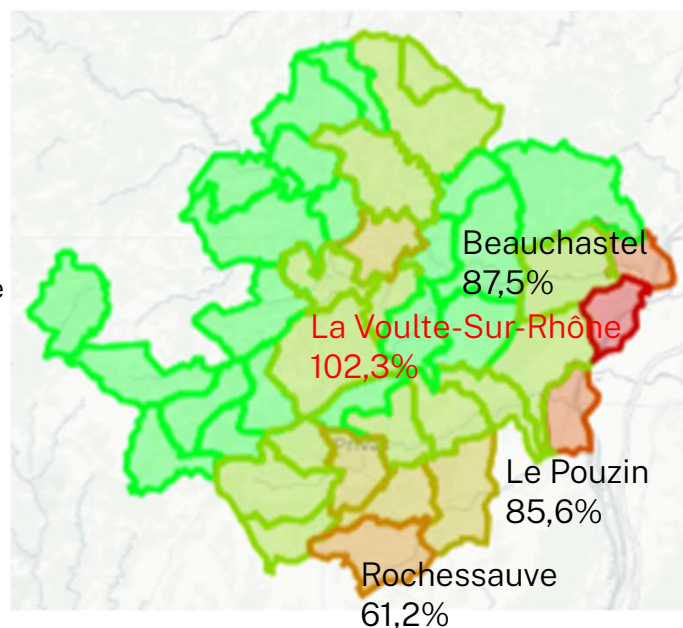
Consommation Taux de charge max de la ligne HTA la plus défavorable (%)

Hiver

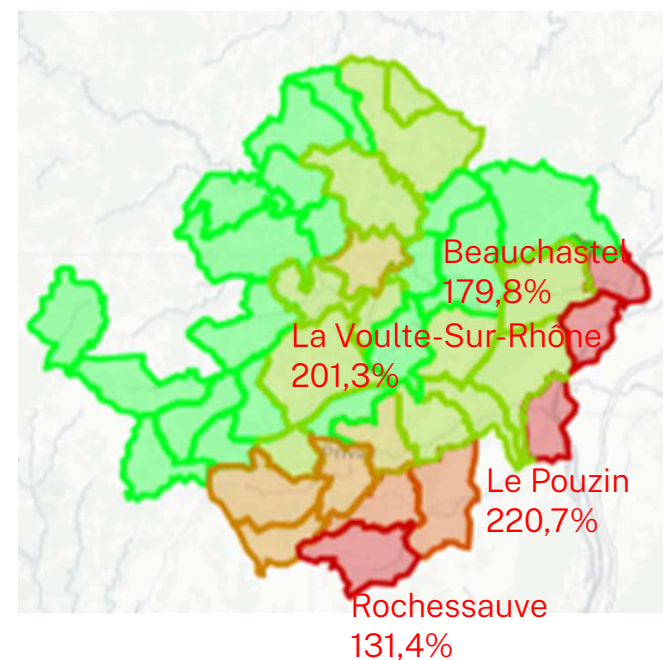
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



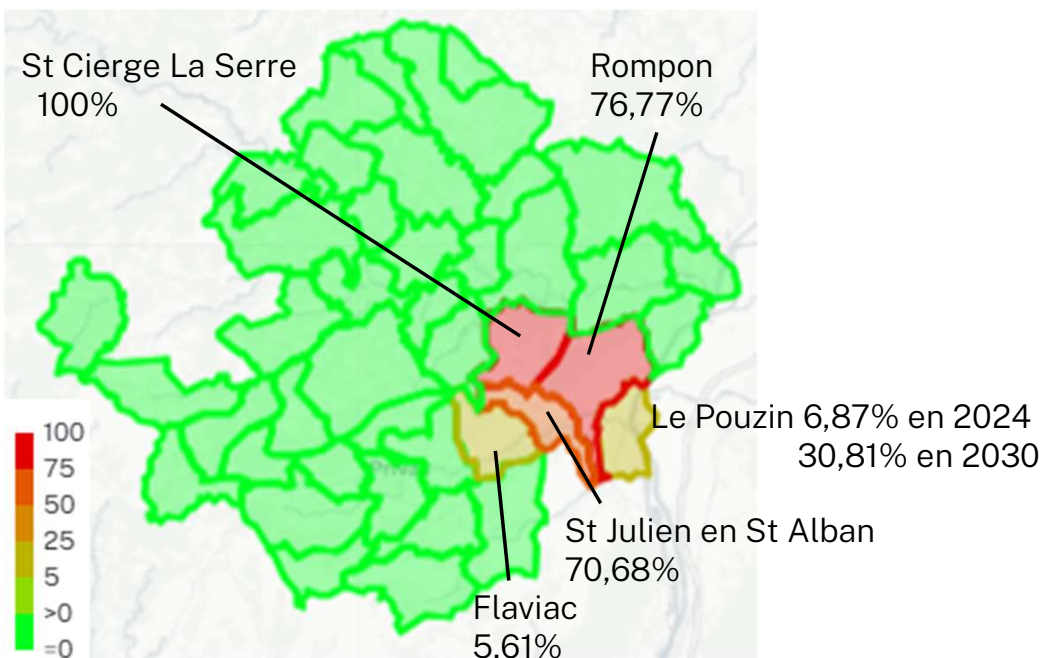
En 2030, un point de vigilance sur la commune La Voulte-Sur-Rhône où les contraintes en ligne sont légèrement au delà du maximum acceptable

En 2050, les contraintes maximums de charge en ligne sont nettement supérieures à la capacité de la ligne pour les 4 communes

Consommation Postes en chute de tension (%)

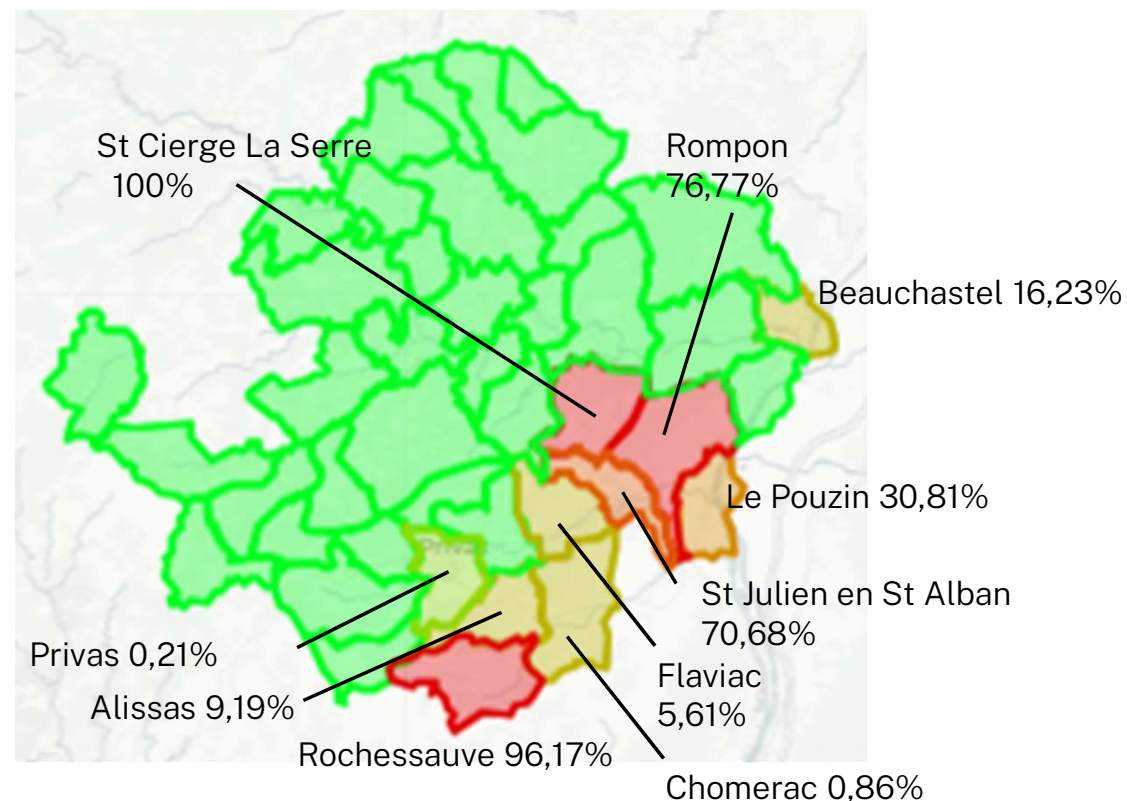
Hiver

Vue 2024 et 2030



5 communes présentent des postes en contraintes de tension

Vue 2050

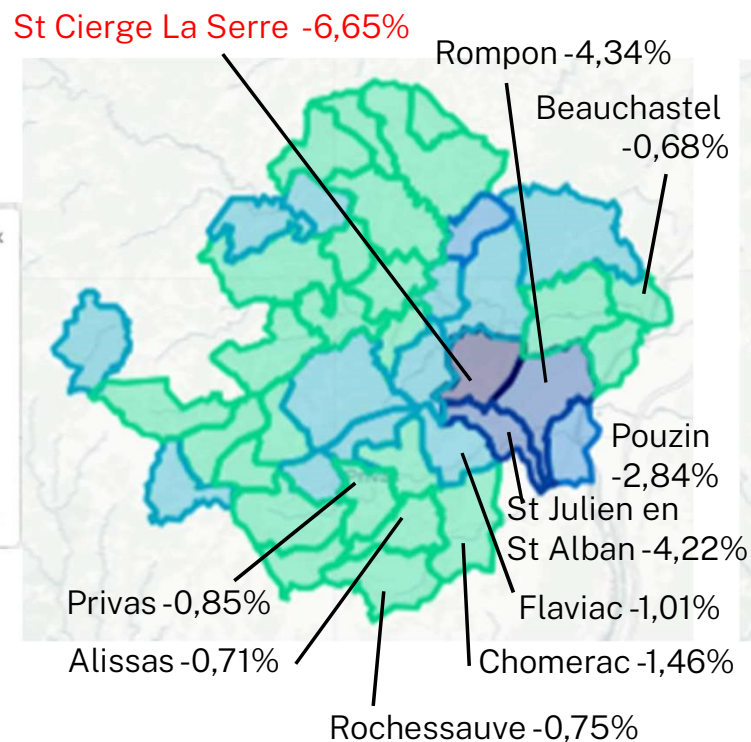


5 communes supplémentaires présentent des postes en contraintes de tension

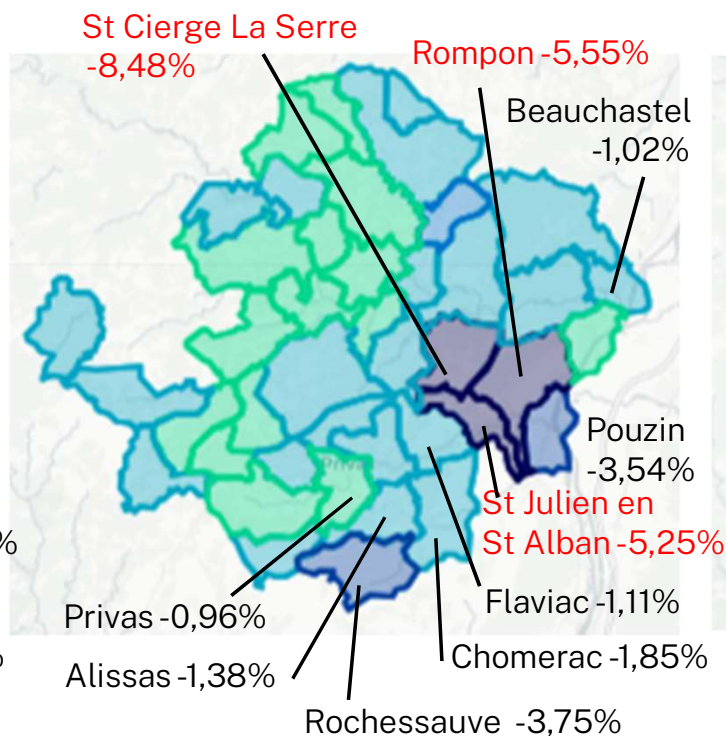
Consommation Moyenne des chutes de tension des postes (%)

Hiver

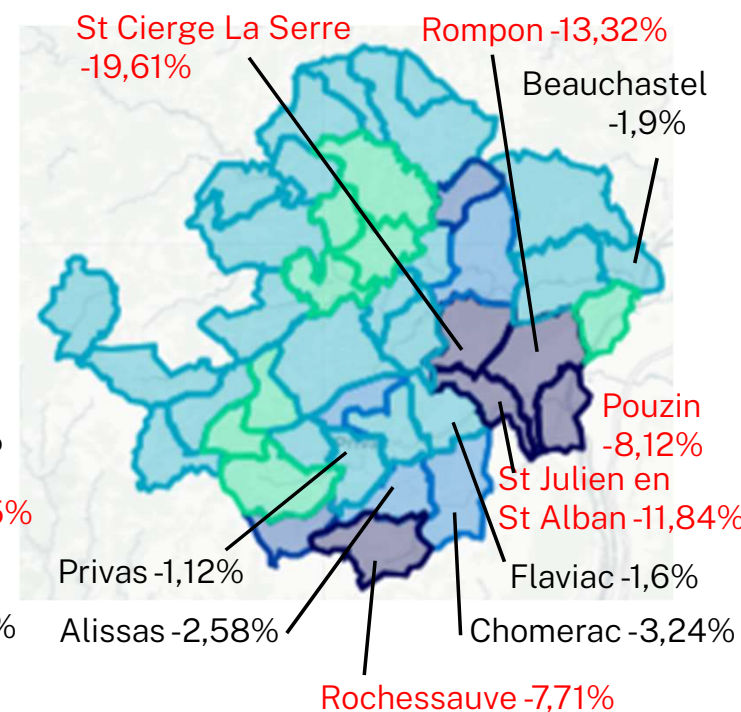
Vue 2024



Vue 2030



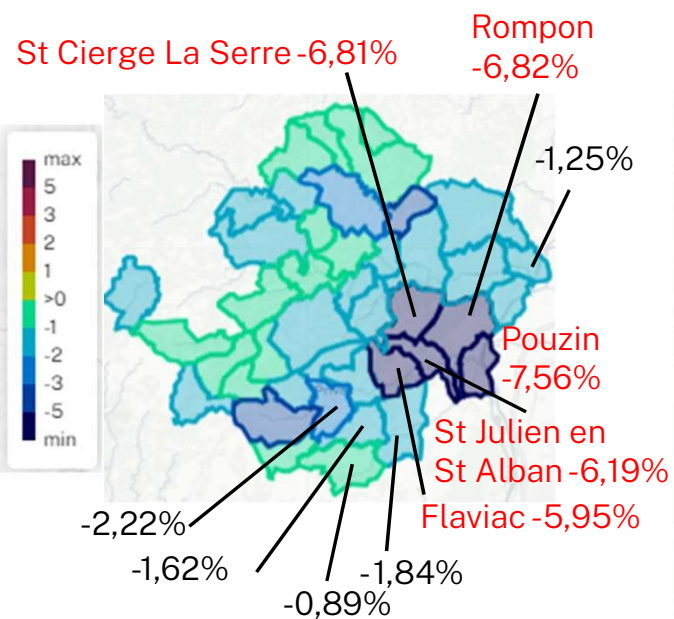
Vue 2050



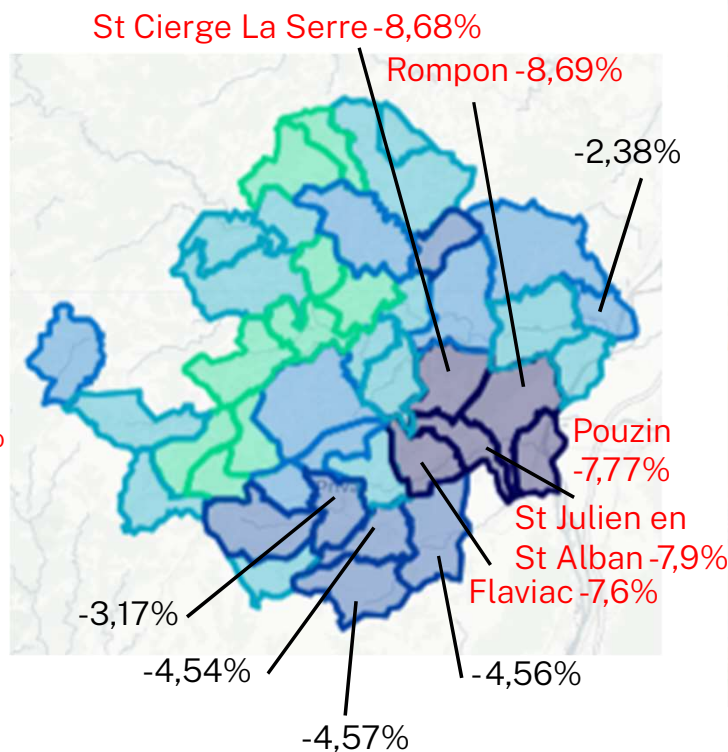
Consommation Hiver

Chute de tension max pour le poste le plus défavorable (%)

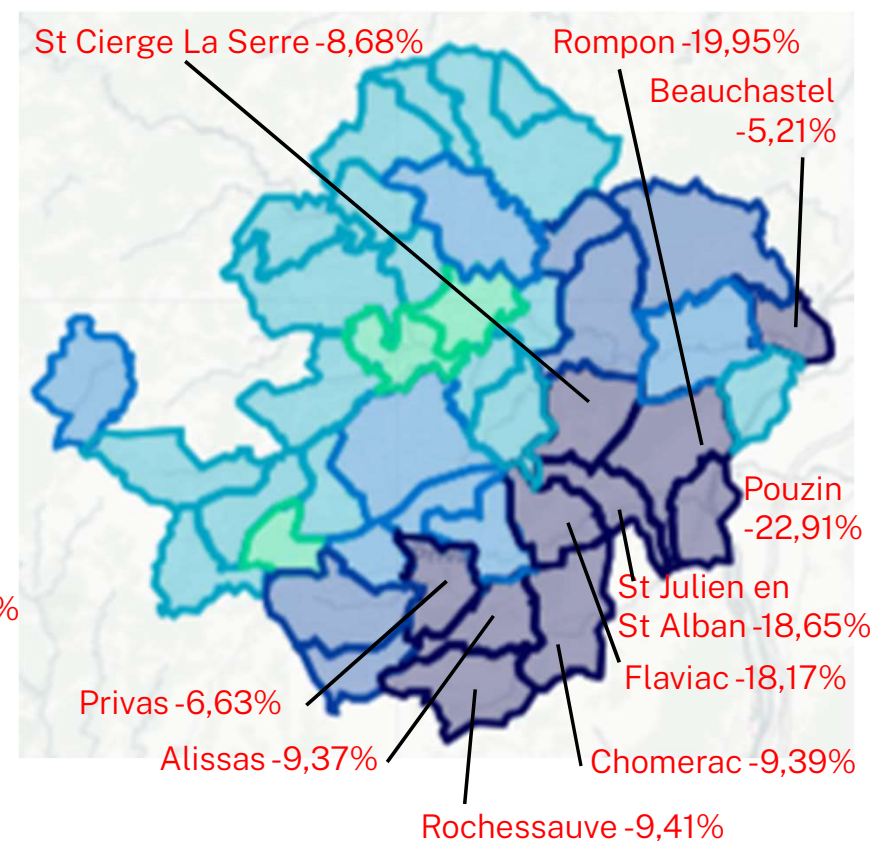
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



Consommation – Résumé des chutes de tension

Hiver

En 2024, sur les 5 communes possédant des postes en chute de tension, seule la commune St Cierge La Serre possède une moyenne de chute de tension des postes dépassant les -5% de chute de tension.

Néanmoins, 5 communes sont à garder en vigilance de par le maximum de chute de tension observé sur leurs postes.

En 2030, sur les 5 communes ayant des postes en contrainte de tension, seules 3 communes ont une moyenne de chute de tension des postes qui dépasse les -5%.

A Rochessauve, la moyenne reste acceptable mais elle a fortement évolué passant de -0,75% en 2024 à -3,75% en 2030.

Tout comme en 2024, les 5 communes sont à garder en vigilance de par le maximum de chute de tension observé sur leurs postes. Sur 3 autres communes nous nous rapprochons également de la limite des -5%

En 2050, pour les 3 communes précédentes, le % de poste en chute de tension évolue considérablement. Il en est de même pour à Rochessauve et Le Pouzin où la moyenne des chutes de tension dépassent -5%

En ce qui concerne le maximum des excursions, toutes les 10 communes dépassent de manière exponentielle la limite de chute de tension

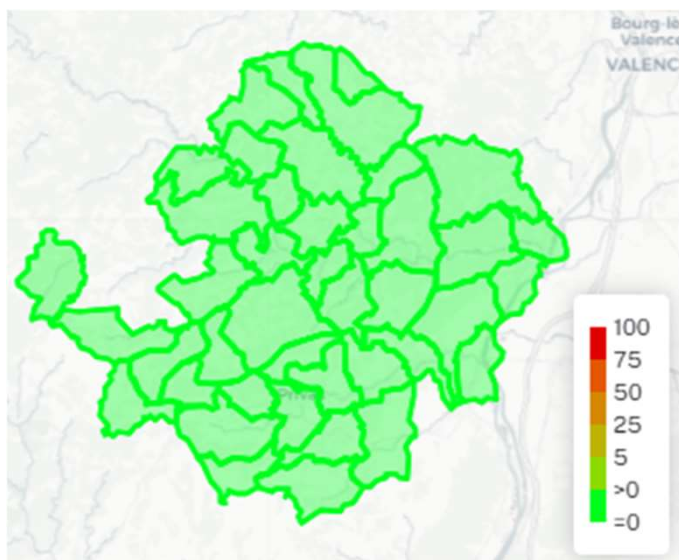
NB: ceci reste des projections à isoréseau. Cela ne signifie pas que des contraintes seront en effet observées. Selon l'emplacement des nouveaux consommateurs sur le réseau et de leur éloignement des postes sources, des renforcements pourront être préconisés.

Production

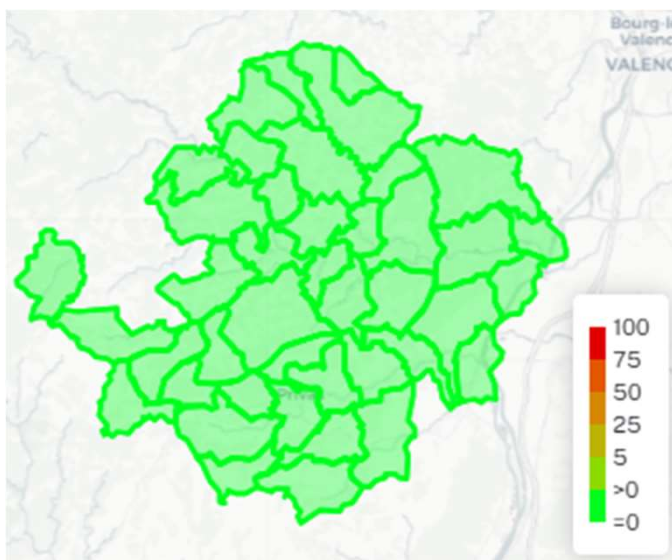
Eté

Impact des lignes HTA en surcharge(%)

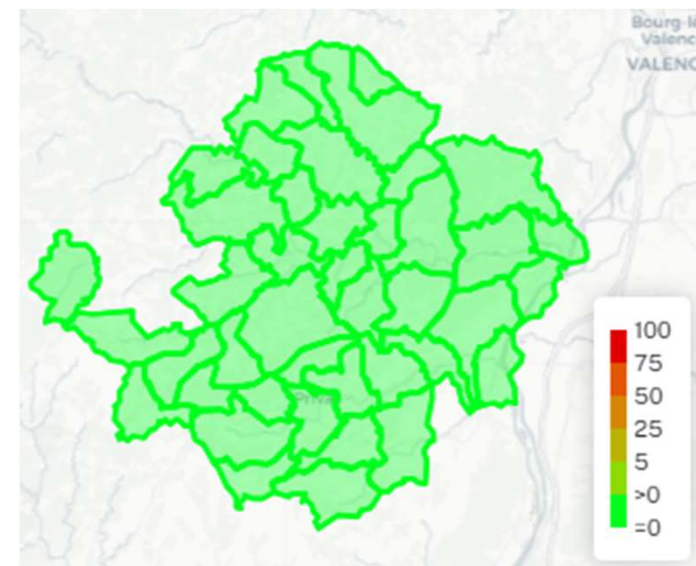
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



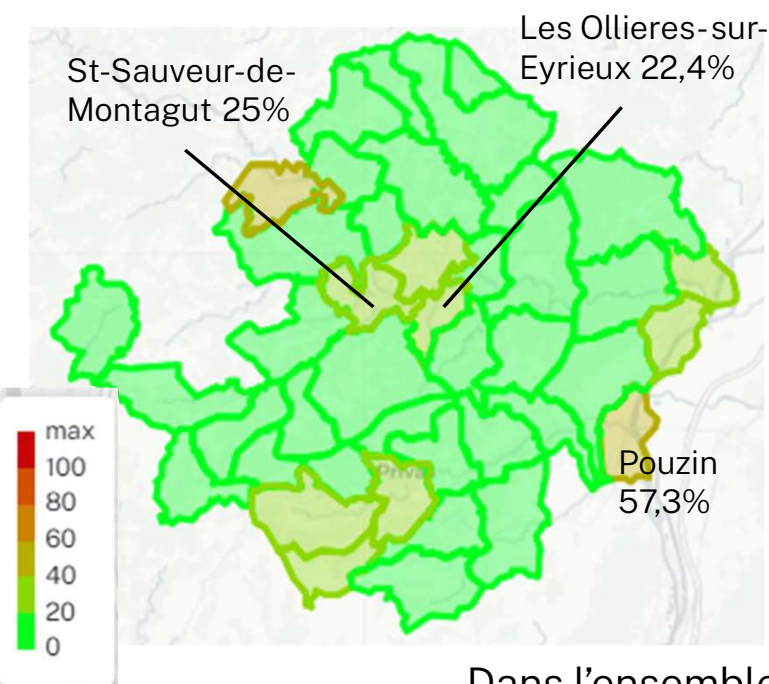
Dans l'ensemble, de 2024 à 2050, aucune ligne en surcharge

Production

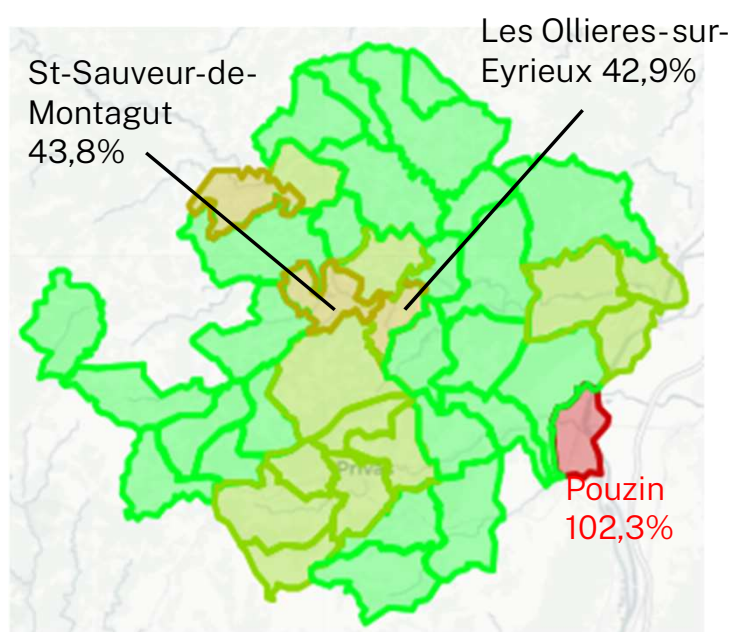
Taux de charge max de la ligne HTA la plus défavorable (%)

Eté

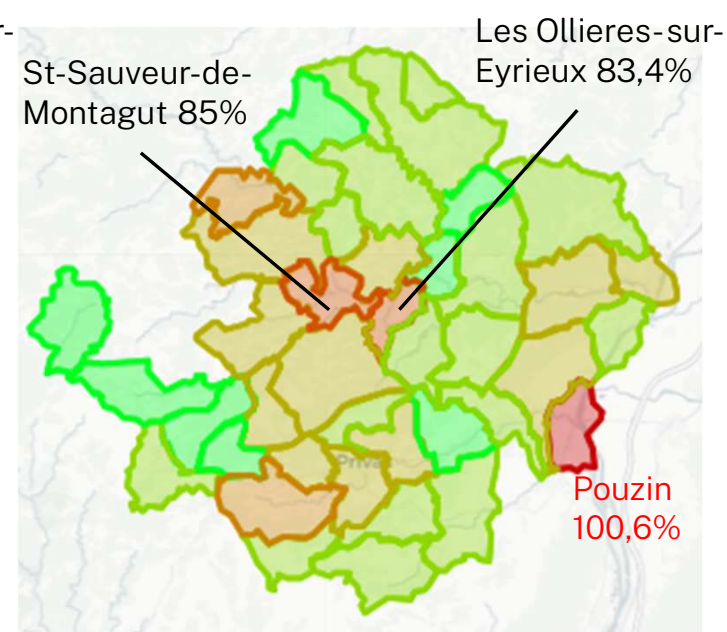
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

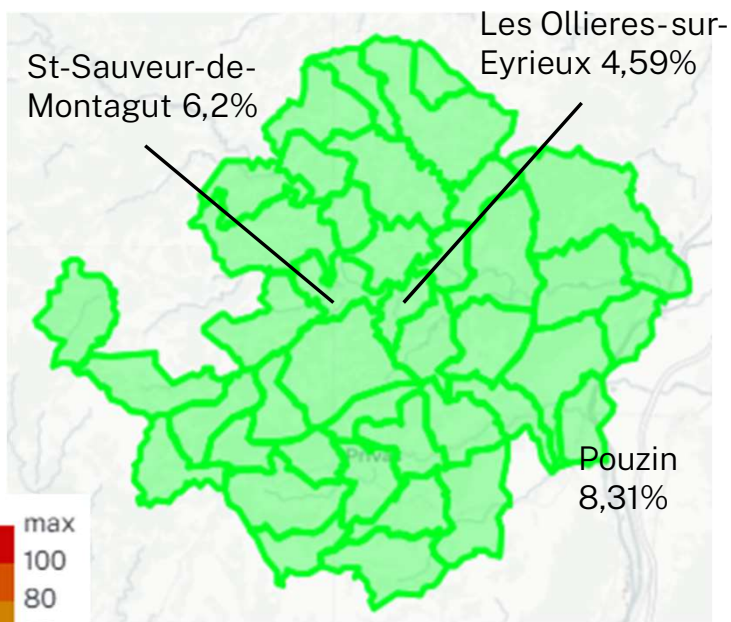


Dans l'ensemble, de 2024 à 2050, aucune ligne en contrainte de charge, seule la commune Le Pouzin possède une ligne à la limite de la contrainte à partir de 2030

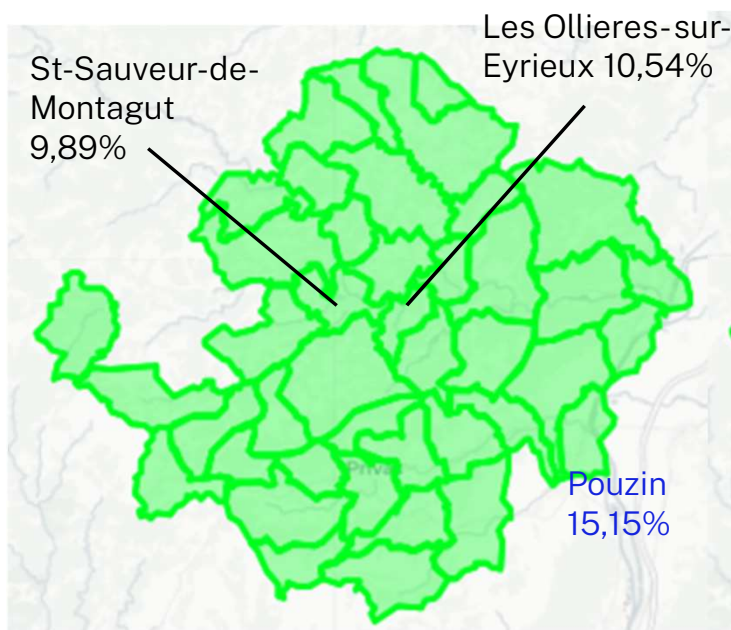
Production Taux de charge moyen des lignes HTA (%)

Eté

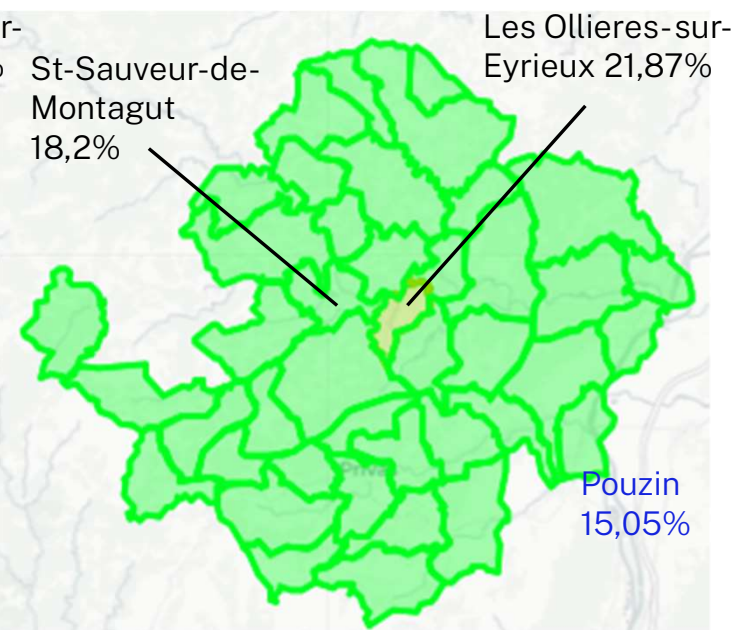
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

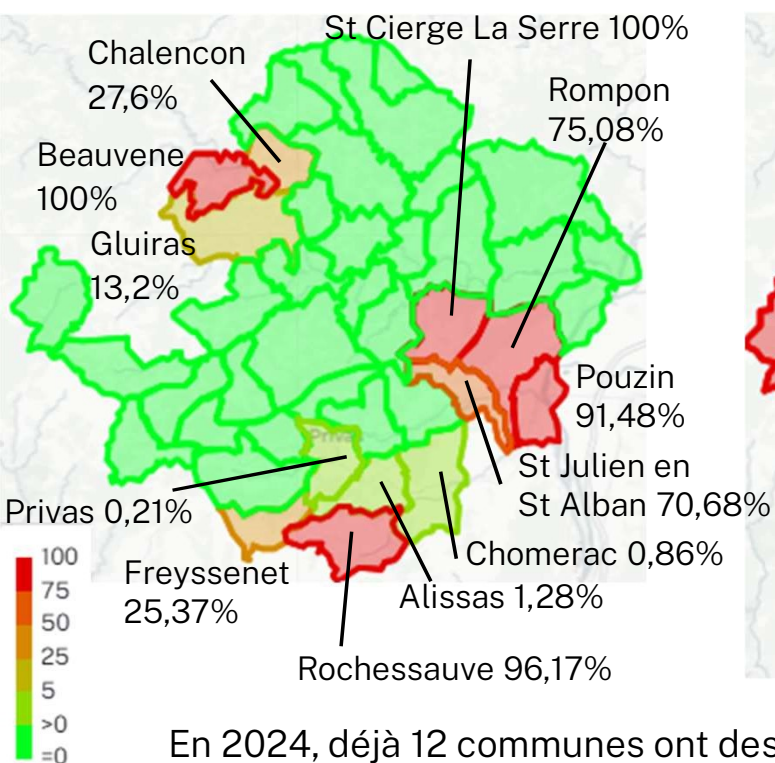


Néanmoins, sur la communes de Le Pouzin , la moyenne des contraintes de charge en lignes descend à environ 15% ➔ **contrainte max négligeable**

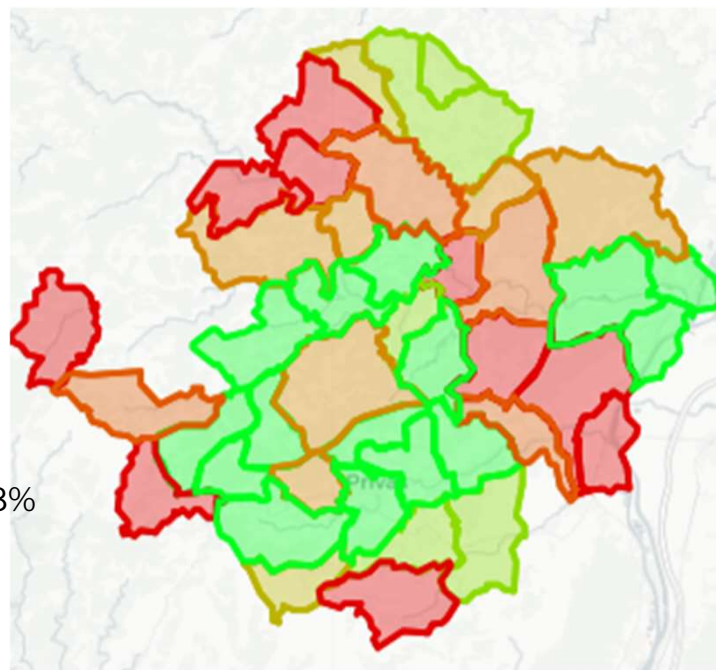
Production Postes en élévation de tension (%)

Eté

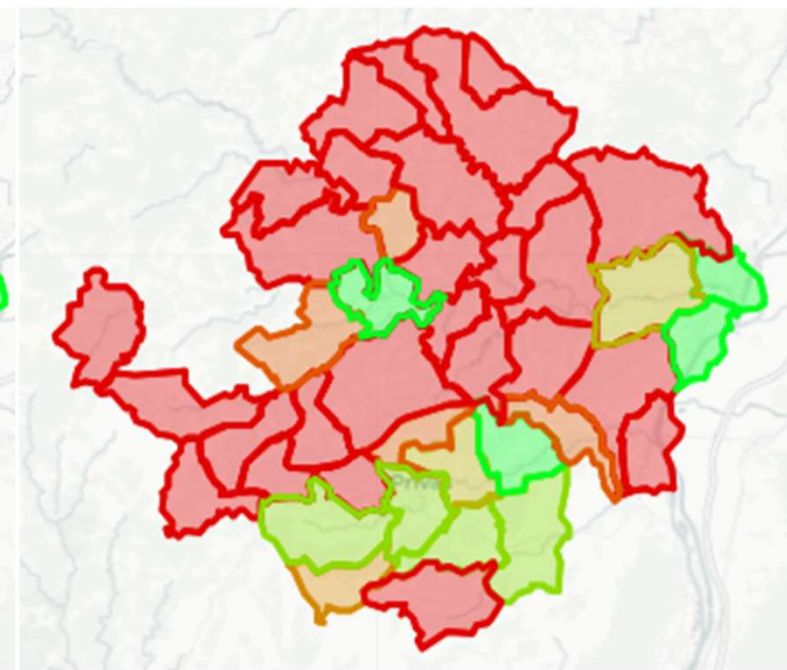
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

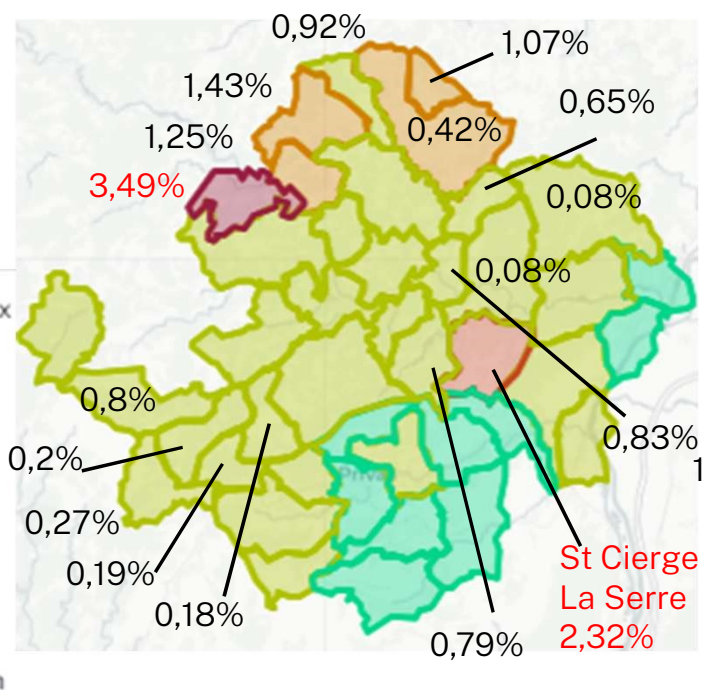


En 2024, déjà 12 communes ont des postes en élévation de tension, Ceci évolue jusqu'à ce qu'en 2050, seulement 4 communes ne présentent aucun poste en élévation de tension

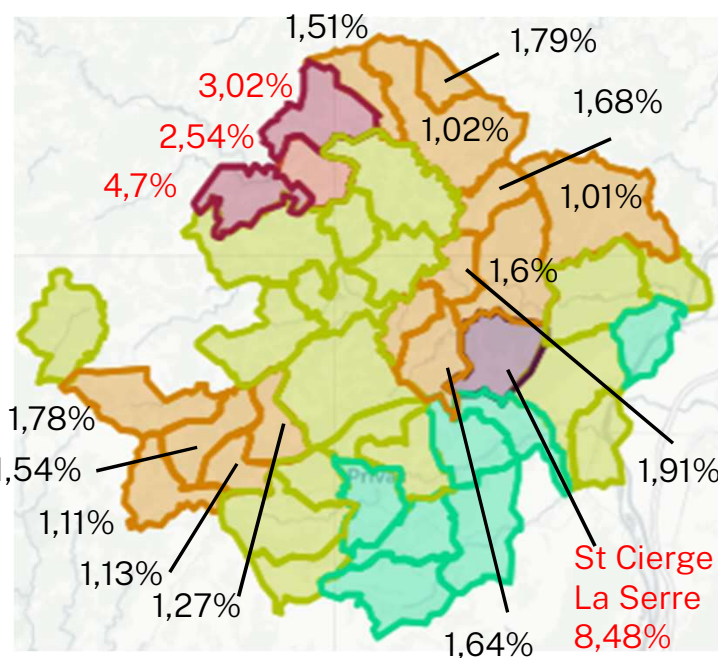
Production Elévation de tension max pour le poste le plus défavorable (%)

Eté

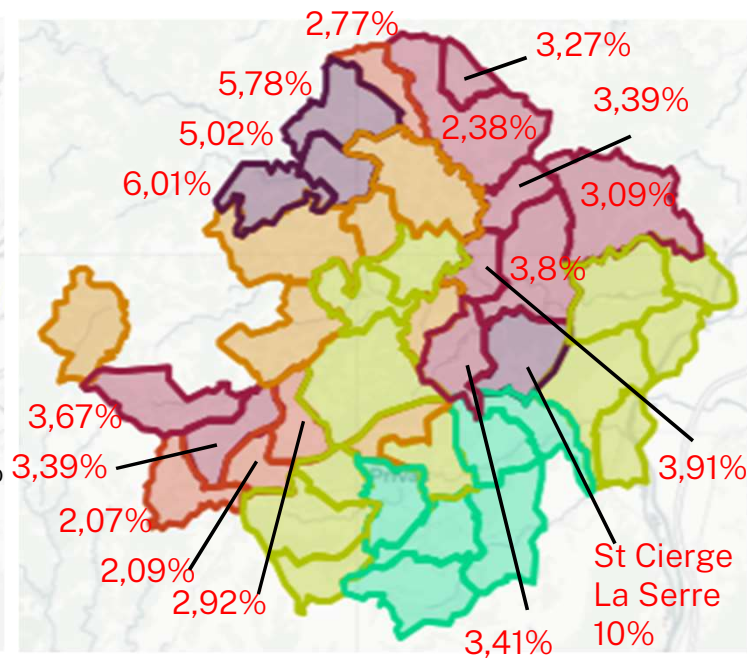
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050

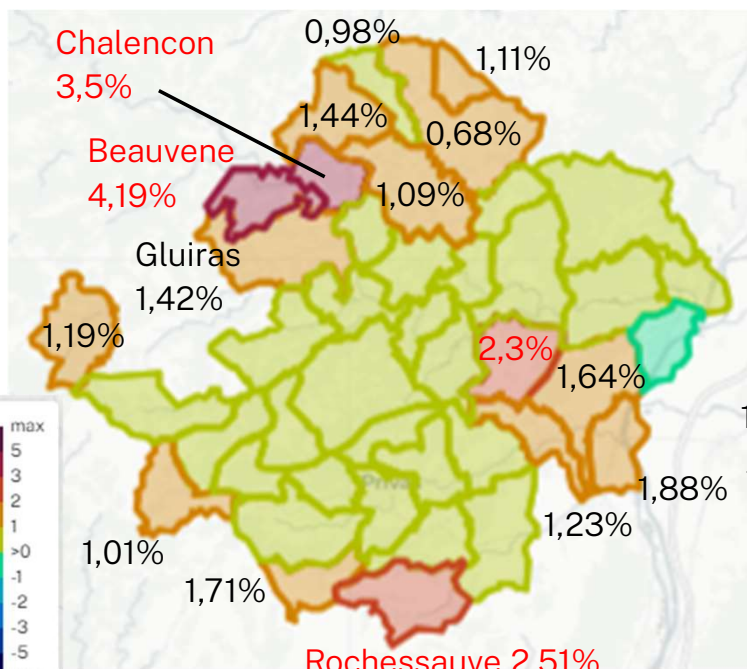


Le développement de la production au fil des années provoque des contraintes d'élévation de tension (seuil définie à +2%)

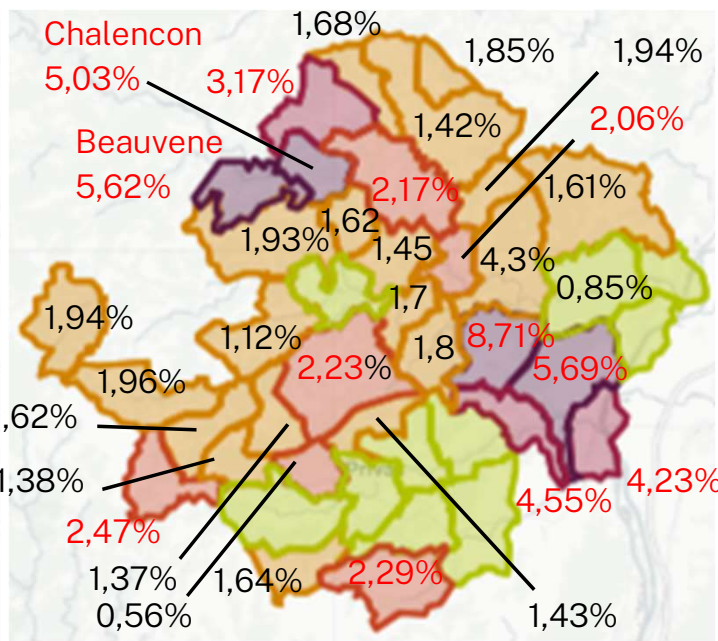
Production Eté

Moyenne des élévations de tension des postes (%)

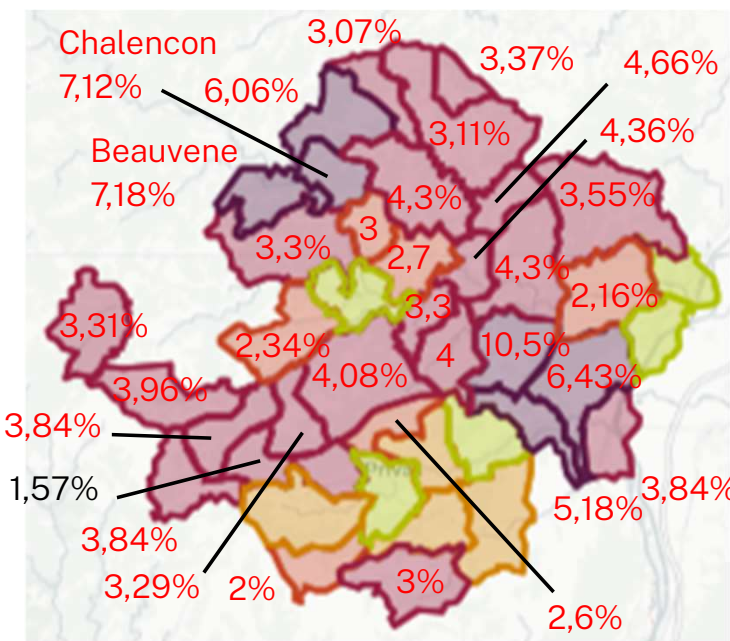
Vue 2024



Vue 2030



Vue 2050



En 2024, seules 4 communes présentes une moyenne d'élévation de tension non acceptable

Ceci se propage sur les autres communes en 2030 puis une généralisation sur la majorité des 42 communes en 2050

Production – Résumé des élévations de tension

Eté

En 2024, déjà 12 communes ont des postes en élévations de tension, en revanche seulement 4 communes dépassent les 2% d'élévation de tension sur la moyenne des postes. Sur les 4 communes concernées, 2 communes sont à privilégier aux vues du maximum d'élévation de tension affiché au poste le plus critique.

En 2030, 27 communes ayant des postes en élévation de tension dont 12 ayant une moyenne dépassant les 2% d'élévation de tension. 2 communes supplémentaires par rapport à 2024 ayant le maximum d'élévation de tension déjà critique pour les postes les plus exposés.

En 2050, 38 communes présentent des postes en contrainte en tension. En revanche, seule la moyenne des contraintes sur la commune de Privas reste acceptable sur les 38 communes concernées. 17 communes sur les 38 communes ont un maximum d'élévation de tension déjà critique pour les postes les plus exposés.

NB: Pour les analyses réseau côté production ceci reste également des projections à isoréseau.

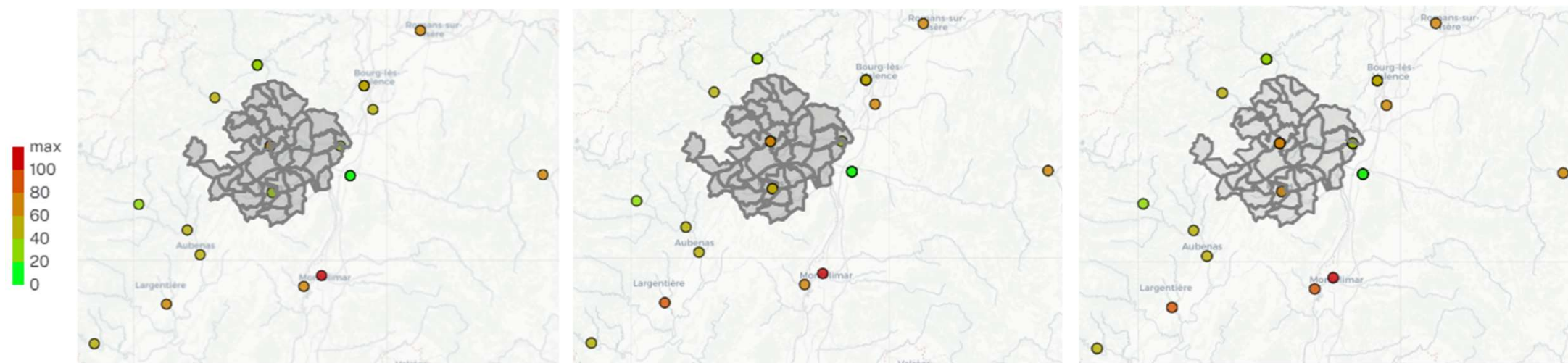
Cela ne signifie pas que des contraintes seront en effet observées. Selon l'emplacement des nouveaux producteurs sur le réseau et de leur éloignement des postes sources, des renforcements pourront être préconisés.

Impact sur les transformateurs des Postes Sources ==> Consommation

Vue 2024

Vue 2030

Vue 2050



Charge max par transfo en hiver

Surcharge de certains transformateurs HTB/HTA en fonction des années mais les autres transformateurs des postes sources concernés étant moins chargés, on peut procéder à des rééquilibrages entre transformateurs.

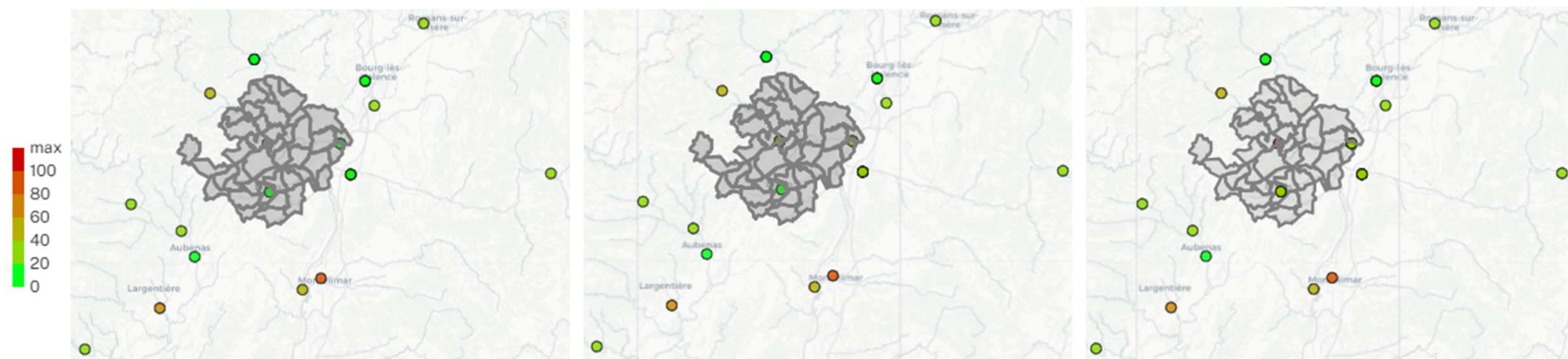
Lors de surcharge de transformateurs HTB/HTA, des ripages (rééquilibrage de charge) sont possibles entre transformateurs d'un même poste source. Il est aussi possible de reprendre de la charge sur d'autres postes sources en cas de besoins

==> Production

Vue 2024

Vue 2030

Vue 2050



Charge max par transfo en été

Surcharge de certains transformateurs HTB/HTA en fonction des années mais les autres transformateurs des postes sources concernés étant moins chargés, on peut procéder à des rééquilibrages entre transformateurs.

Lors de surcharge de transformateurs HTB/HTA, des ripages (rééquilibrage de charge) sont possibles entre transformateurs d'un même poste source. Il est aussi possible de reprendre de la charge sur d'autres postes sources en cas de besoins

Le dimensionnement du réseau intègre les aléas climatiques et conjoncturels

Une modélisation des charges est nécessaire, elle s'appuie sur les mesures réelles et les projette dans des **situations de référence**, extrêmes mais plausibles (période de grand froid, creux de consommation...).

Les charges sur le réseau de distribution varient fortement en fonction de la météo, du jour de l'année, mais aussi d'aléas conjoncturels difficiles à prévoir. Cette variabilité est d'autant plus forte que le nombre de clients concernés est faible.

Étudier l'état de charge passé d'un ouvrage sur un historique limité, même de quelques années, ne suffit donc pas pour avoir une vision complète de la capacité de cet ouvrage à accueillir plus de charge.

Les politiques de renouvellement, d'automatisation et d'enfouissement ne sont pas remises en cause.



L'AIS vise à modifier les perspectives d'utilisation des réseaux pour les adapter avec des scénarios prospectifs.

Le Point

Les Britanniques se ruent sur leurs bouilloires après le mariage princier

Le réseau électrique britannique a connu vendredi l'un des pics les plus importants de son histoire: peu après fin de la cérémonie de mariage de William et Kate, l'équivalent d'un million de bouilloires ont été branchées en même temps pour une bonne tasse de thé.

La consommation nationale a connu une poussée de 2.400 mégawatts à 13H40 GMT, peu après l'arrivée au palais de Buckingham du carrosse ramenant les jeunes mariés de l'abbaye de Westminster.

Il s'agit de la 4e plus forte hausse de consommation à la suite d'un événement télévisé jamais enregistrée par National Grid, le réseau britannique d'électricité, a annoncé ce dernier.

Les Britanniques ont, semble-t-il, profité des 45 minutes de pause entre l'arrivée du couple à Buckingham et le traditionnel baiser au balcon du palais, pour décompresser devant une tasse de thé. Lorsque William et Kate se sont embrassés pour la première fois en public, la consommation d'électricité a au contraire brutalement chuté de 3.000 MW.

Importance du pilotage de la charge des VE et de l'ECS

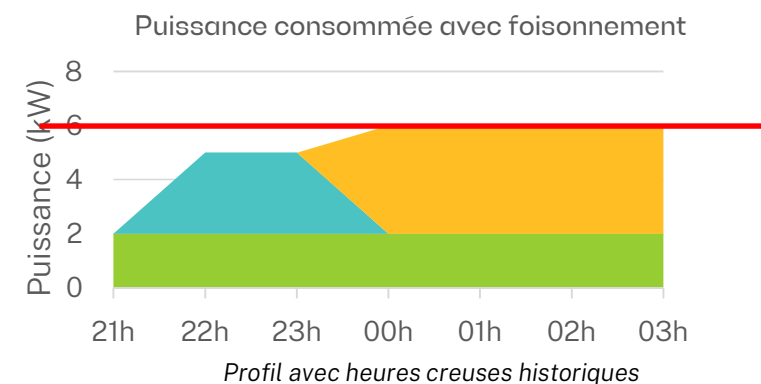
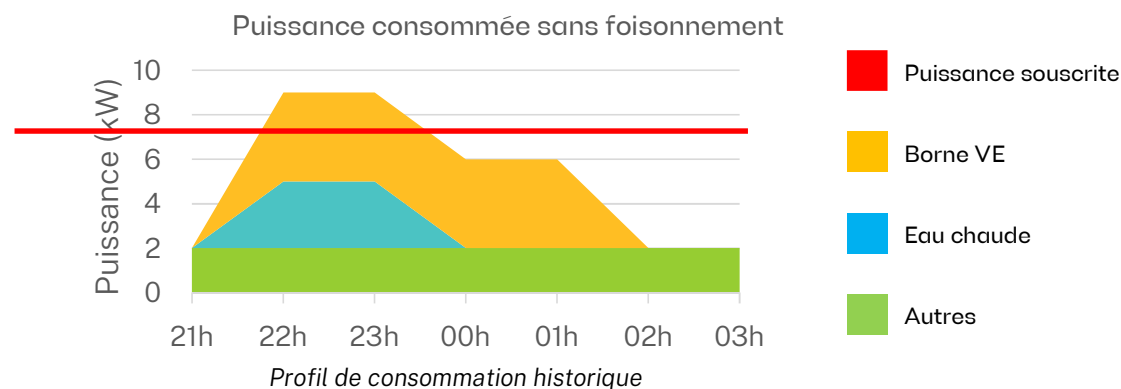
La forte augmentation du nombre de bornes de recharges peut générer de nouvelles contraintes sur le réseau. En effet, la consommation supplémentaire générée par les bornes risque de s'ajouter au pic de consommation journalier à 19h.

Un des moyens de lutter contre ce phénomène est **de recourir au pilotage de la charge, et de la repousser aux heures creuses historiques**. La CRE demande actuellement à ENEDIS de nouvelles heures creuses pour consommer les EnR.

Pour éviter une augmentation de la puissance souscrite du client, ce dernier a intérêt à décaler la recharge de son VE en dehors de la période de fonctionnement de son chauffe eau (déclenchement signal HC). De nouveaux contrats de fournitures prennent en compte ce nouveau besoin.

En 2035, 17 millions des véhicules particuliers seront électriques (environ la moitié).

rapport Enedis/RTE sur les besoins électriques pour les longues distances 2021



Des bâtiments de plus en plus performants

- La performance énergétique des bâtiments est un enjeu majeur de la transition écologique. Pour le parc existant, elle repose sur des rénovations thermiques performantes (isolation par l'extérieur, amélioration des systèmes de ventilation, changement des ouvrants....). Pour les bâtiments neufs, la nouvelle réglementation environnementale (RE2020) s'applique et permet de limiter fortement les consommations de chauffage (critères en énergies, indicateurs de changement climatique...).
- En se substituant aux modes de chauffage fossiles (fioul, gaz...), les pompes à chaleur sont un levier important de décarbonation de cet usage. Ce type de substitutions entraîne alors des consommations électriques supplémentaires.
- Par ailleurs, lorsque les pompes à chaleur sont utilisées en remplacement de radiateurs électriques (à effet joule), elles permettent de diviser en moyenne la consommation électrique pour le chauffage par 3 (pour un confort thermique équivalent).
- L'association de ces solutions (rénovation et PAC) permet de réduire significativement la consommation d'énergie finale et les émissions de CO2 associées.

La question du rythme de substitution des modes de chauffage et des gestes de rénovation est donc importante pour évaluer l'impact associé sur le réseau.

Impact du développement des EnR

- Les capacités de production électriques photovoltaïques et éoliennes sont essentiellement raccordées au réseau de distribution d'électricité.
- La dynamique de développement devrait encore s'accélérer dans les prochaines années. Ainsi, dans certaines zones le réseau public de distribution d'électricité (RPD) devra être renforcé pour permettre l'accueil de ces moyens de production.
- Par ailleurs, dans le cas d'un développement important de ces installations, des adaptations du réseau et des flexibilités seront mises en œuvre pour faciliter le raccordement des nouvelles installations et éviter les congestions.
- Les S3REnR sont des outils de planification stratégiques qui permettent une répartition des coûts des ouvrages de production entre les producteurs et la collectivité.

La planification énergétique prend en compte plusieurs puissances de références. En effet, il faut que le réseau soit en capacité d'accueillir à la fois la consommation et la production sur une zone donnée. Installer des EnR dans une zone ne va pas forcément diminuer les contraintes en consommation, les maximum de pics de consommation et production n'étant pas synchrones. Le meilleur exemple est le maximum annuel de consommation historiquement atteint aux environs de la 3^{ème} semaine de janvier entre 09h et 21h, là où la production solaire est égale à 0.

5 convictions pour définir des critères d'investissement

1. Le réseau a une valeur collective majeure

- Accès à une puissance garantie 24 h/24, 365 jours/an.
- Avec un taux de fiabilité proche de 99,99 %.
- Signal électrique répondant à des normes U et F.

2. Enedis développe et exploite le réseau dans un cadre de dialogue à la fois national et local :

- Les plans nationaux répartissent de manière ciblée des investissements entre des régions qui ne présentent pas le même risque (plan aléa climat, inondation, Plan ZUD).
- La décision locale, forte de la connaissance du terrain et des autres enjeux, détermine les investissements à réaliser chaque année.

3. Un savoir-faire majeur d'Enedis : optimiser et séquencer les investissements

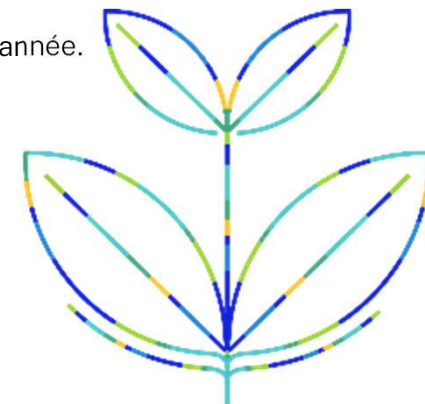
permettant notamment de respecter les seuils d'alimentation en tension, limiter les coupures, réduire les pertes techniques.

4. Des méthodes d'investissement stables dans la durée pour garder un cap...

Enedis investit dans des ouvrages ayant une durée de vie longue, de l'ordre de plusieurs dizaines d'années, et dont les modes d'utilisation évoluent lentement.

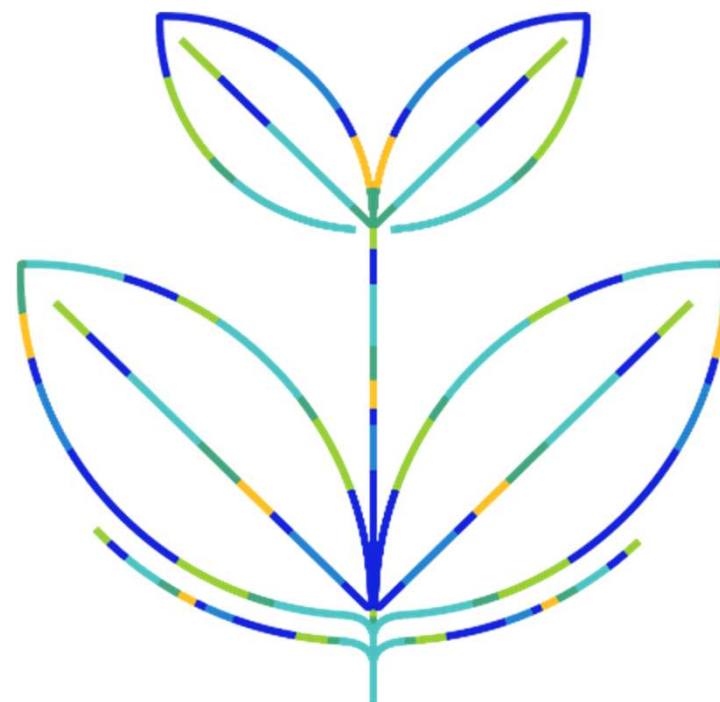
5. ... avec un rythme d'évolutions qui s'accélère avec la transition énergétique

Face à l'arrivée massive de production décentralisée, de nombreuses évolutions de méthodes ont été (et vont être) mises en place pour réduire les coûts et délais de raccordement.

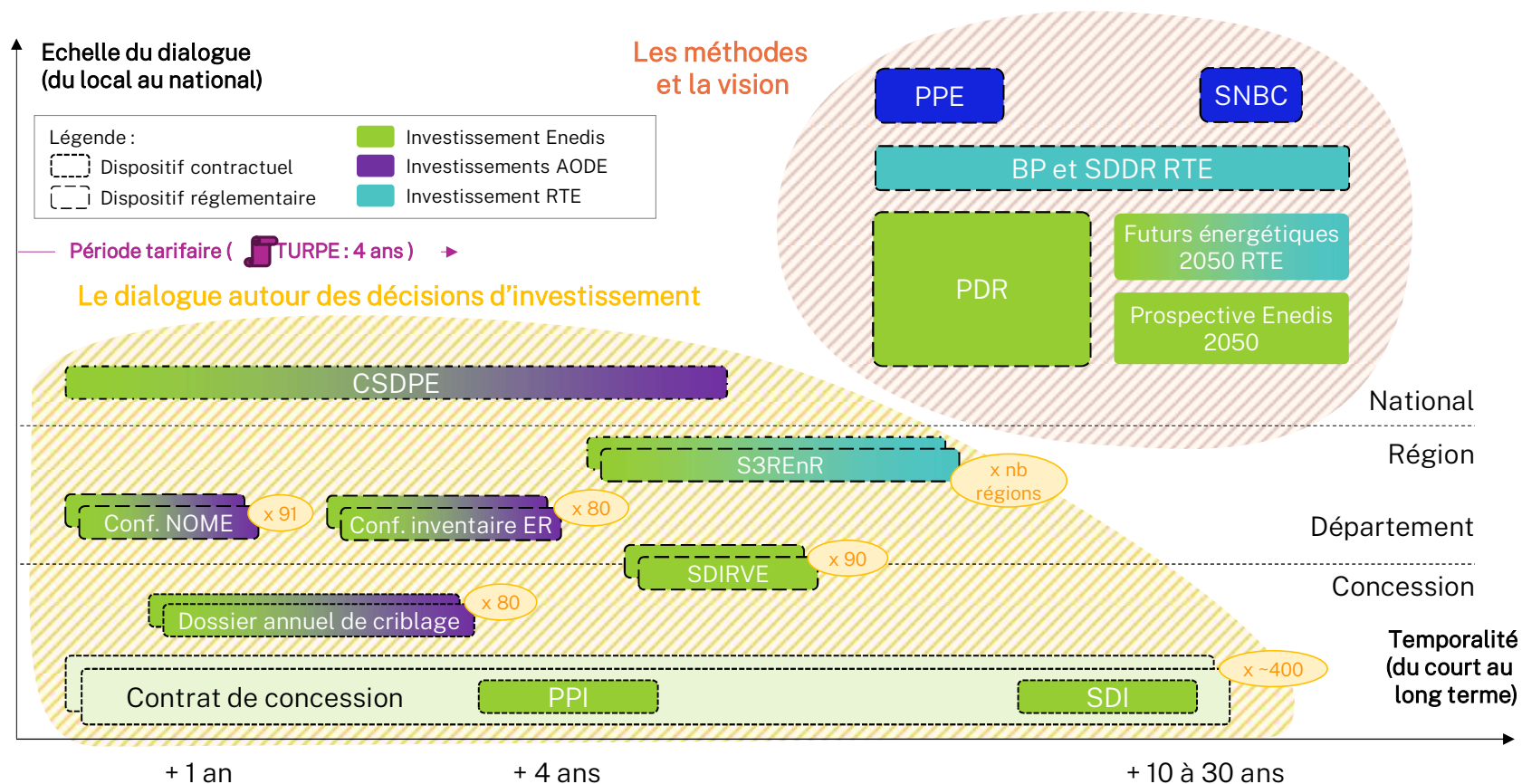


[Revenir au
sommaire](#)

ANNEXES



L'AIS, une vision prospective des impacts sur le réseau de distribution



Lexique

AIS	Analyse d'Impact Scénarisée
AODE	Autorité Organisatrice de la Distribution de l'Electricité
BP	Bilan Prévisionnel
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CSDPE	Comité du Système de Distribution Publique d'Electricité
EnR	Energie Renouvelable
EPCI	Établissement Public de Coopération Intercommunale
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HC	Heures Creuses
IRVE	Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques
PAC	Pompe A Chaleur
PDR	Projet du Distributeur en Région
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
RDP	Réseau de Distribution Public
S3ReNR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
SDDR	Schéma Décennal de Développement du Réseau
SDIRVE	Schémas Directeurs pour les Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
VE	Véhicule Electrique
ZUD	Zone Urbaine Dense