



Rapport final du 05.11.2021

GB Flex

Gestion en temps réel d'un groupe-bilan et valorisation de la flexibilité



Source: @FMV 2021



Date: 05.11.2021

Lieu: Berne

Prestataire de subventions:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Cofinancement:

Fondation The Ark
Route du Rawyl 47
1950 Sion
<http://www.theark.ch>

FMV SA
Rue de la Dixence 9
1951 Sion
<http://www.fmv.ch>

OIKEN
Rue de l'industrie 43
1950 Sion
<http://www.oiken.ch>

ALTIS
Place de Curala 5
1934 Le Châble VS
<http://www.altis.swiss>

Etat du Valais
Service de l'énergie et des forces hydrauliques
Avenue du midi 4
1950 Sion
<http://www.vs.ch>

SEIC Service Electrique Intercommunal S.A.
Grand Rue 2
1904 Vernayaz
<http://www.seic-teledis.ch>

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Case postale
5001 Aarau
<http://www.swissgrid.ch>

Commune de Fully
Rue de l'Eglise 46
1926 Fully
<http://www.fully.ch>

**Bénéficiaires de la subvention :**

HES-SO Valais/Wallis – Institut Energie
Rte de la Plaine 2
3960 Sierre
<http://www.hevs.ch>

Electron
3rd Floor, 86-90 Paul Street
EC2A 4NE London
<http://www.electron.org.uk>

Institut ICARE
Techno-Pôle 10
3960 Sierre
<http://www.icare.ch>

Auteur(s):

Yvan Bétrisey, FMV, yvan.betrisey@fmv.ch
Gaëtan Lovey, FMV, gaetan.lovey@fmv.ch
Gaëtan Wuilloud, OIKEN, gaetan.wuilloud@oiken.ch
Olivier Crettol, Institut Icare, olivier.crettol@icare.ch
Valentin Décaillet, Institut Icare, valentin.decaillet@icare.ch
Christopher Finelli, Institut Icare, christopher.finelli@icare.ch
Yann Gosteli, Institut Icare, yann.gosteli@icare.ch
René Schumann, HES-SO Valais/Wallis, rene.schumann@hevs.ch
Davide Calvaresi, HES-SO Valais/Wallis, davide.calvaresi@hevs.ch

Suivi du projet à l'OFEN:

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN: SI/501952-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.



Résumé

L'objectif du projet a été de développer un outil de pilotage du groupe-bilan capable de prendre automatiquement des décisions d'équilibrage afin de diminuer l'énergie d'ajustement, de valoriser la petite flexibilité et de mieux intégrer les nouvelles énergies renouvelables. La solution se base sur des prévisions en continu lui permettant d'avoir une vision intraday en temps réel de la charge et sur une place de marché lui donnant accès à l'énergie nécessaire.

Le résultat du projet est la mise en œuvre de la plateforme « GB Flex ». Ce système intelligent, fonctionnant 24/7 de manière automatisée, équilibre le groupe-bilan Valais en continu. L'énergie d'ajustement a pu être diminuée de 20% sur le périmètre concerné. L'équilibrage a été fait principalement sur le marché EPEX SPOT (intraday), et sera complété prochainement par l'énergie des partenaires mise à disposition de la place de marché interne de flexibilité.

Zusammenfassung

Ziel des Projekts war es, ein Instrument zur Steuerung der Bilanzgruppe zu entwickeln, welches automatisch Entscheidungen über den Energieausgleich treffen kann, um die Ausgleichsenergie zu senken, die kleine Flexibilität zu nutzen und die neuen erneuerbaren Energien besser zu integrieren.

Die Lösung basiert auf kontinuierlichen Prognosen, die ihm einen Intraday-Echtzeitüberblick über die Last ermöglichen, und auf einem Börsenmarkt, der ihm Zugang zu der benötigten Energie verschafft.

Das Ergebnis des Projekts ist die Einführung der Plattform "GB Flex". Dieses intelligente System, das 24/7 vollautomatisch läuft, gleicht die Bilanzgruppe Wallis kontinuierlich aus. Die Ausgleichsenergie konnte im betroffenen Perimeter um 20% gesenkt werden. Der Energieausgleich erfolgte hauptsächlich auf dem EPEX SPOT-Markt (Intraday) und wird in Kürze durch weitere Energie der Partner ergänzt, die auf einer internen Plattform zur Verfügung gestellt wird.

Summary

The objective of the project was to develop a balancing group management tool able to take automatically balancing decisions to reduce balancing energy, to valorise small-scale flexibility and to better integrate new renewable energies. The solution is based on continuous forecasts allowing it to have a real-time intraday vision of the load and on a marketplace giving it access to the necessary energy.

The result of the project is the implementation of the "GB Flex" platform. This intelligent system, operating 24/7 in an automated manner, balances the balance group "Valais" continuously. The balancing energy has been reduced by 20% in the area concerned. The balancing was done mainly on the EPEX SPOT market (intraday) and will soon be completed by the energy of partners made available to the internal flexibility marketplace.



Take-home messages

- Pour qu'un groupe-bilan puisse maîtriser ses coûts liés à l'énergie d'ajustement, il doit avoir en tout temps une vision court terme de sa charge, et être en mesure de prendre des décisions d'équilibrage. Ce besoin s'intensifie avec le développement important des nouvelles énergies renouvelables et leur conséquence sur le prix de l'énergie d'ajustement.
- Afin d'exploiter le potentiel énergétique d'un groupe-bilan, les partenaires doivent maîtriser la flexibilité de leur production et consommation sur le court-terme. Cette flexibilité peut alors être valorisée sur les marchés court terme, servir à équilibrer la position du groupe-bilan ou à stabiliser le réseau.
- La digitalisation permet la maîtrise de la flexibilité et l'aptitude à valoriser ce potentiel en continu. Il ne s'agit pas que de créer de nouveaux modèles d'affaire, mais également de les rendre possible en traitant 24/7 des données et en automatisant avec intelligence les décisions.



Table des matières

Résumé.....	4
Zusammenfassung.....	4
Summary	4
Take-home messages	5
Table des matières	6
Liste des abréviations.....	9
1 Introduction.....	10
1.1 Contexte et arrière-plan.....	10
1.1.1 Contexte	10
1.1.2 Structure et partenaires du groupe-bilan Valais	11
1.1.3 Fonctionnement actuel	12
1.1.4 Etat actuel de la technique ou du marché	14
1.1.5 Défis.....	14
1.2 Organisation et justification du projet	15
1.2.1 Organisation du projet	15
1.2.2 Justification du projet.....	16
1.3 Objectifs du projet.....	17
1.3.1 Mesure de la qualité des prévisions	17
1.3.2 Mesure du gain financier et de l'énergie d'ajustement économisée	17
1.3.3 Mesure de la valorisation de la flexibilité.....	20
1.3.4 Mesure de la stabilité du réseau	20
2 Description des installations.....	21
3 Procédure et méthode.....	22
3.1 Méthode pour l'analyse et la conception	22
3.2 Méthode pour la réalisation	23
3.3 Méthode pour les tests et la mise en œuvre	23
3.4 Méthode pour la gestion du projet.....	24
4 Résultats et commentaires.....	26
4.1 Introduction	26
4.2 Système GB Flex.....	26
4.2.1 Fonctionnalités	26
4.2.1.1. Schéma fonctionnel et configuration	26
4.2.1.2. Système expert.....	29
4.2.1.3. Place de marché interne de flexibilité.....	31
4.2.1.4. Prix cible et prévision du prix de l'énergie d'ajustement	33
4.2.1.5. Auto-trader.....	35



4.2.1.6. Reporting journalier et mensuel.....	35
4.2.1.7. Intégration au reporting du Groupe-Bilan Valais	37
4.2.2 Gestion du risque	38
4.2.2.1. Contrat.....	38
4.2.2.2. Configuration	38
4.2.2.3. Alertes.....	38
4.2.2.4. Logiciel.....	39
4.2.2.5. Reporting	39
4.2.3 Règles de répartition et modifications contractuelles	39
4.3 Système multi-agents	39
4.4 Les résultats obtenus	40
4.4.1 Périmètre de GB Flex et GB Valais.....	40
4.4.2 Résultats énergétiques et financiers	40
4.4.3 Mesures des objectifs.....	41
4.5 Regard critique	42
4.5.1 Mesure de la qualité des prévisions	42
4.5.2 Mesure du gain financier et de l'énergie d'ajustement économisée	42
4.5.3 Mesure de la valorisation de la flexibilité.....	44
4.5.4 Mesure de la stabilité du réseau	44
5 Conclusions et résumé	45
5.1 Résumé	45
5.2 Risque financier.....	45
5.3 Utilisation de la flexibilité	46
5.4 Difficulté des tests	46
6 Aperçu et mise en œuvre prochaine	47
6.1 Mise en œuvre de la place de marché.....	47
6.2 Améliorations fonctionnelles.....	47
6.3 Prévisions de la production	47
6.4 Améliorer le reporting	48
6.5 Optimisation de l'utilisation de la flexibilité sur le court terme	48
7 Coopération nationale et internationale.....	49
7.1 Icare	49
7.2 HES-SO Valais/Wallis	49
7.3 Electron.....	49
8 Planning.....	50
9 Communication	51
10 Publications	51
11 Bibliographie.....	51



12	Annexes	52
12.1	Annexe 1 - Rapport de Icare	52
12.2	Annexe 2 - Rapport de HES-SO Valais/Wallis	53



Liste des abréviations

Abréviation	Définition
COPIL	Comité de pilotage
DA	Day-ahead
ESB	Enterprise Service Bus
ID	Intraday
IFMP	Internal Flexibility Market Place
FTP	File Transfert Protocol
GB	Groupe-bilan
JSON	JavaScript Objet Notation
PSA	Post Scheduling Adjustment
SB	System Balancer
SE	System Expert
SGB	Sous-groupe-bilan
SRE	Energie de réglage secondaire
TRE	Energie de réglage tertiaire
VS	Valais
XBID	Cross-border Intraday
WAP	Weighted average price
WP	Workpackage



1 Introduction

1.1 Contexte et arrière-plan

1.1.1 Contexte

Les groupes-bilan doivent annoncer à Swissgrid, la veille pour le lendemain, leurs échanges commerciaux, leurs productions et leurs prévisions de charge. Ces informations permettent à Swissgrid d'avoir une vision en amont des flux énergétiques prévus en Suisse.

Durant la journée, les groupes-bilan peuvent effectuer des ajustements (achat/vente d'énergie, modification des programmes de production) afin de profiter d'opportunités de marché ou de corriger leurs positions. Tous ces échanges sont transmis à Swissgrid.

L'énergie manquante ou excédentaire, entre les informations transmises à l'avance et la réalité, est fournie ou reprise en temps réel par Swissgrid pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, et la stabilité du réseau. Cette énergie, dite d'ajustement, est facturée ou payée aux groupes-bilan. Elle est déterminée par Swissgrid, à posteriori, en comparant la position prévue par le groupe-bilan et les données réelles mesurées par les distributeurs.

L'énergie d'ajustement représente **une grosse perte d'opportunité économique** pour les groupes-bilan. Lorsque le groupe-bilan est court (manque d'énergie), Swissgrid facturera cette énergie à un prix bien plus élevé que le prix du marché EPEX SPOT (day-ahead ou intraday), et s'il est long (excédent d'énergie), Swissgrid achètera cette énergie à un prix bien plus bas que ce même marché, voir à un prix négatif.

Le tableau suivant présente la moyenne des prix en EUR/MWh pour les années 2018 à 2021 (jusqu'au 01.10.2021), entre le prix EPEX SPOT (day-ahead) et les prix Swissgrid (SWG) long et court :

EUR/MWh				
	2018	2019	2020	2021
SPOT day-ahead	52	41	34	61
Swissgrid Long	26	21	17	38
Swissgrid Court	87	70	62	95

L'illustration suivante indique le ratio entre le prix EPEX SPOT (day-ahead) et les prix Swissgrid (SWG) pour la même période :

	2018	2019	2020	2021
SPOT day-ahead	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Swissgrid Long	50.60%	51.63%	51.20%	62.43%
Swissgrid Court	167.47%	171.42%	181.16%	156.98%

En moyenne, si le groupe-bilan a recours à l'énergie d'ajustement de Swissgrid, il l'achètera ~70% plus chère, ou la vendra ~50% moins chère, que les prix du marché EPEX SPOT (day-ahead).

Cette perte d'opportunité économique peut être réduite :

- « En amont » : en travaillant sur la qualité des prévisions day-ahead
- « En aval » : en maximisant les échanges d'énergie avec d'autres groupes-bilan lors du processus de PSA (post scheduling adjustment)



- « En quasi-temps réel » : en prenant des décisions d'équilibrage sur la base de nouvelles prévisions intraday

Les deux premières options sont courantes et pratiquées par l'ensemble des groupes-bilan avec des outils, des compétences et des processus bien établis. Malgré tout, la perte d'opportunité reste grande. C'est pourquoi, le projet « GB Flex » a développé une solution pour prendre des décisions d'équilibrage en « quasi-temps réel » :

- pour réduire la perte d'opportunité économique liée à l'énergie d'ajustement,
- tout en utilisant et valorisant la flexibilité locale (petite et grande) des partenaires,
- afin de permettre une intégration facilitée des sources de production d'énergie renouvelable intermittente.

Cet équilibrage peut être effectué soit en achetant/vendant le déséquilibre sur le marché EPEX SPOT (intraday) ou en utilisant de la flexibilité locale proposée par les partenaires au travers de la place de marché interne de flexibilité. Cette option a l'avantage de favoriser une énergie locale, renouvelable et fournie par un partenaire. D'un point de vue technique, l'origine de cette énergie et sa provenance physique sont connues. Cette approche permet d'entrevoir une certaine autarcie et indépendance au niveau du groupe-bilan et ouvre la possibilité de prendre en compte des paramètres physiques (réseau) pour l'activation.

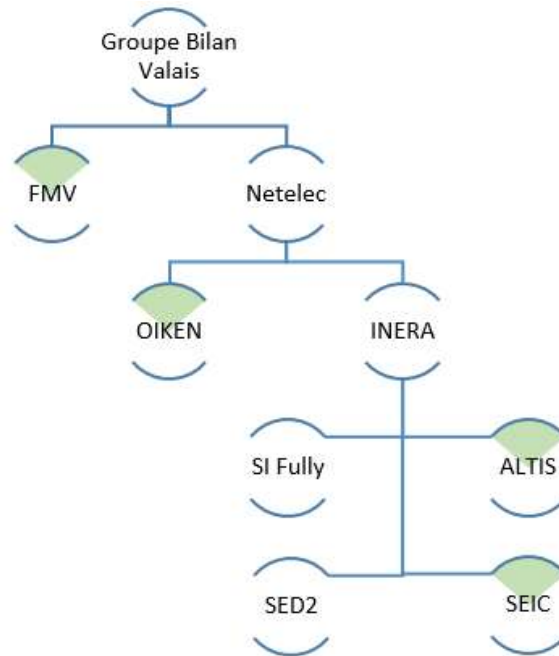
1.1.2 Structure et partenaires du groupe-bilan Valais

Le groupe-bilan Valais est composé des partenaires suivants (chiffre au 31.12.2019) :

Partenaires	Nbr consommateurs captifs (<100 MWh)	Nbr de consommateurs éligibles (>100 MWh)	Production	Potentiel de flexibilité
FMV	(15 clients) 1 GWh	(5 clients) 20 GWh	1'000 GWh	200 GWh
OIKEN	(100'000 clients) 640 GWh	(600 clients) 140 GWh	650 GWh	58 GWh
ALTIS	(15'200 clients) 132 GWh	(170 clients) 42 GWh	169 GWh	25 GWh
SEIC	(38'000 clients) 286 GWh	(340 clients) 72 GWh	33.6 GWh	0 GWh
Total GB Valais	(153'215 clients) 1'059 GWh	(1'115 clients) 274 GWh	1'852.6 GWh	283 GWh



La structure organisationnelle du groupe-bilan Valais est constituée de manière hiérarchique, avec des sociétés de regroupement intermédiaire telles que Netelec et INERA :



Le **groupe-bilan Valais** est une société simple composée des sociétés FMV et Netelec.

FMV est un sous-groupe-bilan du groupe-bilan Valais. FMV est également le responsable du groupe-bilan Valais, c'est à dire qu'il est l'entité légale vis-à-vis de Swissgrid pour les nominations, les échanges de données et les transactions financières.

Netelec est une société simple regroupant certaines activités d'**OIKEN** et d'**INERA**, dont les échanges de données avec le groupe-bilan Valais. Netelec est ainsi un sous-groupe-bilan du groupe-bilan Valais.

INERA est une société anonyme regroupant une partie des activités de commerce et d'énergie des sociétés :

- **ALTIS**
- **SEIC Teledis**
- **SI Fully**
- **SED2**

Les activités de prévisions énergétiques sont réalisées par chaque partenaire pour leur propre sous-groupe-bilan, sauf la partie INERA qui est réalisé par ALTIS.

Ensuite, le foisonnement énergétique (agrégation des positions énergétiques des partenaires) se réalise tout d'abord entre ALTIS et la SEIC, au sein de INERA, ensuite avec OIKEN pour le compte de Netelec, et finalement avec FMV. Ce foisonnement énergétique est un des principes forts des groupes-bilan, il permet une mutualisation (annulation) des erreurs de prévisions.

1.1.3 Fonctionnement actuel

Chaque jour, les sous-groupes-bilan réalisent leurs prévisions de charge et leurs programmes de production pour le lendemain (day-ahead). Ils transmettent ces informations et les autres échanges



énergétiques effectués (achat et vente à d'autres groupes-bilan) au responsable du groupe-bilan. Le groupe-bilan agrège toutes les positions et effectue les achats résiduels sur le marché EPEX SPOT (day-ahead), puis transmet toutes ces données à Swissgrid.

Durant la journée (intraday), chaque sous-groupe-bilan peut modifier sa position à des fins d'équilibrage. Cette action est rare, car le risque est de faire cette correction au détriment des autres partenaires. Dans le cas d'un groupe-bilan fictif avec deux sous-groupes-bilan, si le sous-groupe-bilan 1 corrige une position courte, en achetant de l'énergie sur le marché EPEX SPOT (intraday), alors que le sous-groupe-bilan 2 est long pour la même position, il en résultera un déséquilibre pour le groupe-bilan. Ce dernier devra payer de l'énergie d'ajustement, au lieu de profiter de l'effet de foisonnement énergétique. Il est donc nécessaire d'avoir une vision globale au niveau du groupe-bilan pour prendre les bonnes décisions d'équilibrage. Le contrat de la société simple « groupe-bilan Valais », entre FMV et Netelec, spécifie les règles de répartition de l'énergie d'ajustement. Le principe de répartition employé est basé sur un calcul de perte d'opportunité. Selon l'exemple ci-dessous, le déséquilibre foisonné du groupe-bilan est de -2MWh (*foreseen imbalance*). Le coût d'achat de cette énergie est de 168 (*total cost of imbalance*). Ce montant est calculé en prenant en compte que 60% a été échangé durant le processus du PSA au prix EPEX SPOT (day-ahead) et que le 40% restant au prix Swissgrid Short ($168 = [2\text{MWh} * 60\% * 80 \text{ EUR/MWh}] + [2\text{MWh} * 40\% * 90 \text{ EUR/MWh}]$). Le calcul de la perte d'opportunité (*lost of opportunity*) est obtenu en fonction de la facture/note de crédit que chaque partenaire aurait eu s'il avait été seul vis-à-vis de Swissgrid (par exemple : $\text{SGB1} = -15 = [1.5 \text{ MWh} * 80 \text{ EUR/MWh}] - [1.5 \text{ MWh} * 90 \text{ EUR/MWh}]$).

				Total cost of imbalance		-168			
				Shared of the actions					
	Foreseen				Short	Long		Lost of	
	Imbalance	Spot	Swissgrid S	Swissgrid L	Invoice	Credit note		opportunity	
SGB1	-1.5	80	90	50	-135			-15	
SGB2	3	80	90	50		150		-90	
SGB3	-3.5	80	90	50	-315			-35	
Total	-2								
				Without error cancellation		-300			
				Benefit of error cancellatio		132			
				Individual penalties					
Répartition	Repartition key				Short	Long			
	Lost of opportuni			Sharing of the benefits	Invoice	Credit note		Price / MWh	
SGB1			-15	14.14285714	-120.857			80.57142857	
SGB2			-90	84.85714286		234.85714		78.28571429	
SGB3			-35	33	-282			80.57142857	
				-140	132	-168			

Dans cet exemple, le coût cumulé de chaque partenaire, pris seul à seul, sans bénéficier de l'effet de foisonnement, est de 300 (*without error cancellation*). C'est-à-dire que le bénéfice de foisonnement (*benefit of error cancelation*) est de 132 (300-168). Ce bénéfice est réparti entre les partenaires en fonction de la clé précédemment calculée (*lost of opportunity*). Ainsi, les sous-groupes-bilan SGB 1 et SGB 3 paieront moins que le prix Swissgrid Short (~80.57 < 90) et inversement le SGB 1 recevra plus que le prix Swissgrid Long (~78.2 > 50).



1.1.4 Etat actuel de la technique ou du marché

1.1.4.1. Outil de prévisions intraday

Les partenaires du groupe-bilan Valais ont mis en place en amont du projet GB Flex des outils pour effectuer chaque heure de nouvelles prévisions intraday afin de réestimer leurs positions. Ces solutions automatisées ont été conçues, sur mesure, grâce à des algorithmes utilisant des outils de machine learning et des bases de données séries temporelles stockant en continu de grande quantité d'informations : nouvelles prévisions météo, historique des mesures, données temps réel des aménagements etc.

Grâce à ces outils, il est possible d'avoir une vision consolidée en intraday du groupe-bilan Valais, et de calculer l'écart foisonné prévisionnel entre les prévisions day-ahead et ces nouvelles prévisions. Nos calculs, sur les années précédentes, ont démontré que pour 80% des heures les prévisions intraday sont meilleures que celles faites la veille, et que les prévisions intraday diminuent le taux d'erreur d'en moyenne 30%.

Les outils traditionnels utilisés pour les prévisions day-ahead, comme eSales/ePredict de la société Robotron, n'offrent pas encore de fonctionnalités permettant de tels calculs. De nouveaux acteurs proposent ce genre de produit (<https://www.predictivelayr.com/>), mais l'offre reste encore faible.

1.1.4.2. Outil de pilotage

La solution d'équilibrage complète et automatisée, telle qu'envisagée dans le projet, considérant le groupe-bilan dans son entier, et offrant aux partenaires une opportunité d'exploiter leur flexibilité, n'existe pas actuellement sur le marché à notre connaissance. La principale raison est probablement due à la difficulté d'obtenir une vision correcte et agrégée d'un groupe-bilan en intraday :

- structure organisationnelle complexe
- coordination difficile avec l'ensemble des sous-groupes-bilan
- peu d'outils adaptés pour effectuer des prévisions en continu

Des projets similaires sont en cours sur cette thématique (<http://quartier-strom.ch/>, <https://flecopower.ch/>, <https://www.aliunid.com/>). GB Flex se différencie principalement sur le fait qu'il utilise une approche top-down de prévisions ne nécessitant aucune installation d'éléments de comptage sur le terrain, et qu'il a été mené étape par étape avec les partenaires depuis 5 années (évolution versus révolution).

Nous avons identifié un projet extrêmement similaire au nôtre en Allemagne <https://www.exxeta.com/en/innovations/intelligent-balancing-group-management/>. La principale différence réside dans le fait que le logiciel propose uniquement des actions à un gestionnaire sans les automatiser. La date de livraison est prévue fin 2022

1.1.5 Défis

Les principaux défis du projet ont été :

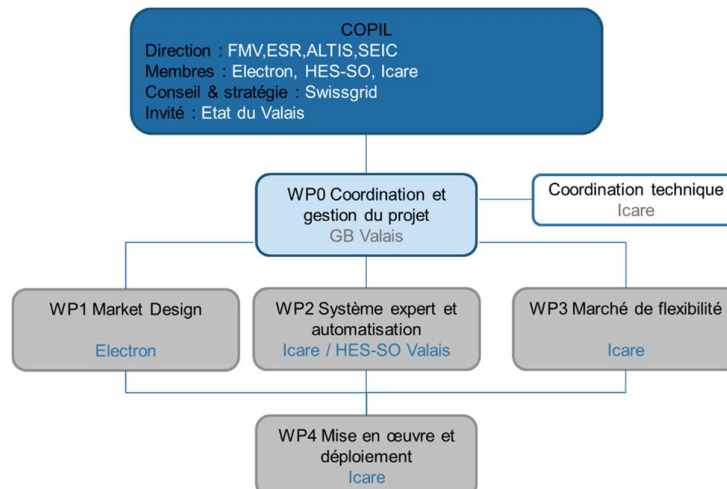
1. D'établir des règles d'équilibrage en prenant en compte les intérêts de chaque partenaire
 - Face à un déséquilibre prévisionnel, il y a plusieurs façons d'agir. Il faut établir des règles en accord avec l'ensemble des partenaires en prenant en compte au maximum les intérêts de chacun. Ceux-ci peuvent être divergents : intérêts des sous-groupes-bilan versus du groupe-bilan, utilisation de la flexibilité pour son propre équilibrage ou pour un gain financier



2. D'avoir une vision énergétique fiable de son groupe-bilan en temps réel et pour les prochaines heures
 - La fiabilité des prévisions en intraday dépend de la qualité des données en entrée du modèle, dont entre autres les nouvelles prévisions météorologiques, les données mesurées des distributeurs, les données de production/consommation en temps réel etc.
 - La responsabilité de la qualité des prévisions incombe à chaque partenaire. Néanmoins, il faut mettre en place des fonctions pour limiter les risques en cas d'erreurs présumées.
 - Pour le groupe-bilan Valais, les partenaires transmettent chaque heure à GB Flex, sous forme de fichier CSV et via un accès FTP, leurs nouvelles prévisions intraday pour les 24 prochaines heures. Ces nouvelles prévisions sont comparées aux prévisions day-ahead transmises une fois par jour, la veille, selon la même mécanique.
3. De prendre des décisions d'équilibrage automatisées 24/7 au niveau du groupe-bilan
 - Les décisions d'équilibrage ne peuvent pas être prises par un gestionnaire : activités 24/7, traitement et analyse en continu d'une grande quantité de données. Il est donc nécessaire de construire un système d'information automatisant toutes les règles et les actions d'équilibrage : agrégations des prévisions, activités d'auto-trading, nominations automatisées, envois des offres de flexibilité, activations de la flexibilité, règlements financiers et rapports.
4. De mettre à disposition la flexibilité énergétique
 - Il faut pouvoir disposer d'un concentrateur commun aux partenaires où toutes les offres de flexibilité sont transmises. Ces offres doivent contenir les informations nécessaires à leurs évaluations (prix, hausse ou baisse, quantité) et leurs activations.

1.2 Organisation et justification du projet

1.2.1 Organisation du projet



Le groupe-bilan Valais est le requérant du projet. Il avait comme tâche principale de coordonner et de gérer le projet dans le cadre du « WP0 Coordination et gestion du projet ». Il représente l'entité qui bénéficie directement du résultat du projet et qui dispose des connaissances métiers nécessaires. Afin



d'effectuer au mieux cette tâche, il a été secondé par l'institut Icare qui dispose des compétences technologiques et qui a effectué la coordination technique de l'implémentation globale de la solution.

Le « WP1 Market Design » a été sous la responsabilité de la société Electron, qui a participé à un précédent projet avec les partenaires du GB Valais sur ce même thème. Elle a une excellente connaissance du marché électrique Suisse et une expertise mondiale dans le design de place de marché.

Le « WP2 Système expert et automatisation » a été sous la responsabilité partagée d'Icare et de la HES-SO Valais. Icare a développé l'outil de prévision qui sert de base au projet proposé. Il a été notamment responsable du développement du système expert devant effectuer un arbitrage entre le marché intraday et le marché de flexibilité interne des partenaires. La HES-SO a été responsable du développement de l'automatisation des transactions dans une version « distribuée », notamment par l'utilisation de la blockchain et d'agents intelligents.

Le « WP3 Marché de flexibilité » a été sous la responsabilité d'Icare, qui grâce à son expertise dans le développement de base de données séries-temporelles centralisées et la création d'API (« Application Programming Interface ») est à même d'intégrer les systèmes des partenaires.

Le « WP4 Mise en œuvre et déploiement » a également été sous la responsabilité d'Icare dans son rôle de coordination technique du projet.

1.2.2 Justification du projet

Le projet a répondu aux défis précédents (chapitre « 1.1.5 Défis ») de cette manière :

1. D'établir des règles d'équilibrage en prenant en compte les intérêts de chaque partenaire
 - Cinq ateliers de travail ont été organisés avec tous les partenaires dans le cadre du « WP1 - Market Design ». Ces échanges ont permis de formaliser les différentes options d'équilibrage et les règles y relatives.
2. D'avoir une vision énergétique fiable de son groupe-bilan en temps réel et pour les prochaines heures
 - Par analogie aux prévisions day-ahead, la responsabilité des prévisions intraday et de leurs qualités incombent aux partenaires. L'impact financier de mauvaises prévisions intraday, dans le mode de répartition prévu, est directement imputé aux partenaires concernés (formalisation dans le contrat « Groupe-Bilan Valais »). Néanmoins un contrôle automatisé des données en entrée, selon une bande de tolérance, et un mécanisme de limites supérieures de quantités à vendre/acheter par le système, ont été mis en place.
 - Il n'y a pas de prévisions intraday faites pour le moment sur les aménagements de production de FMV. Selon des simulations sur les années précédentes, l'équilibrage du groupe-bilan Valais en intraday sans la prise en compte de ces aménagements conduit quand même à un gain potentiel conséquent pour le groupe-bilan. L'intégration de ces aménagements augmenterait encore plus ce gain. Un projet est en cours pour fournir une solution:
 - i. Pour les aménagements entre 2 et 10 MW de puissance, nous avons une prévision de débit, fournie par un fournisseur externe, que nous pourrions convertir en énergie et réutiliser dans nos prévisions.
 - ii. Pour les grands aménagements au fil du Rhône, de multiples facteurs doivent être pris en compte tels que le programme de production des aménagements en amont du Rhône, le débit des rivières affluents, la vitesse d'écoulement de l'eau, la météo etc. Nous avons également certaines mesures propres et



d'autres mises à disposition par l'office fédéral de l'environnement. Nous sommes en train de tester des modèles de prévisions sur la base de toutes ces données.

- iii. Pour les aménagements accumulés, le programme est maîtrisé et ne doit pas conduire à de forts ajustements.

3. De prendre des décisions d'équilibrage automatisées 24/7 au niveau du groupe-bilan

- La solution, développée dans le « WP2 – Système expert », est totalement automatisée, selon les règles et les exigences définies entre les partenaires. Une des exigences, partiellement remplie, est la possibilité d'adapter la configuration du marché en choisissant les actions d'équilibrage à exécuter sur les heures à venir.

4. De mettre à disposition la flexibilité énergétique

- Le concentrateur de flexibilité, développé dans le « WP3 – Marché interne de flexibilité », permet de recevoir les différentes offres de flexibilité des partenaires. Cette place est un moyen mis à disposition des partenaires pour valoriser leur flexibilité : grande ou petite.

1.3 Objectifs du projet

L'objectif du projet était de développer un outil de pilotage du groupe-bilan capable de prendre automatiquement des décisions d'équilibrage afin de diminuer l'énergie d'ajustement, de valoriser la petite flexibilité et de mieux intégrer les nouvelles énergies renouvelables. La solution prévue se base sur des prévisions en continu lui permettant d'avoir une vision intraday en temps réel de la charge et sur une place de marché lui donnant accès à l'énergie nécessaire.

Les objectifs quantitatifs à atteindre et la manière de les mesurer sont décrits ci-après.

Les résultats obtenus sont listés au chapitre « 4.4 Résultats obtenus » et comparés avec ces mesures. Un regard critique sur leurs atteintes est détaillé au chapitre « 4.5 Regard critique ».

1.3.1 Mesure de la qualité des prévisions

Cette mesure indique la qualité des prévisions utilisées par le système. Cette mesure compare pour chaque partenaire et heure par heure :

- la prévision faite par les partenaires en day-ahead
- et la prévision intraday effectuée par les partenaires pour chaque heure

Ce taux peut être suivi chaque jour, dès la réception des données réelles mesurées. C'est la mesure de base qui permet d'établir l'écart prévisionnel à effacer. **Les prévisions intraday doivent être ~30% meilleures que les prévisions faites la veille.**

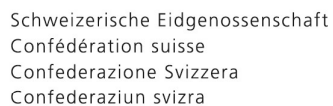
1.3.2 Mesure du gain financier et de l'énergie d'ajustement économisée

Cette mesure indique le gain financier amené par le système avec les indications suivantes :

- la pénalité du scénario actuel :
 - comparaison entre
 - le coût de l'énergie payé lors du PSA puis à Swissgrid sous forme d'énergie d'ajustement.
 - avec le coût de cette même énergie évaluée sur le marché EPEX SPOT (day-ahead)
 - Cette mesure est utilisée par les partenaires actuellement et indique la perte d'opportunité économique engendrée par l'énergie d'ajustement
- la pénalité du scénario intraday :



- comparaison entre
 - les coûts des ajustements effectués en intraday sur le marché EPEX SPOT (intraday) ou sur la marché interne de flexibilité, et le coût de l'énergie payé lors du PSA puis à Swissgrid sous forme d'énergie d'ajustement
 - avec le coût de cette même énergie sur le marché EPEX SPOT (day-ahead)
- la mesure de l'opportunité du système est le delta entre les deux pénalités précédemment calculées



Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et Cleantech

Position énergétique pour H+1										Prix de l'heure H+1									
Position		Prédiction		Mesure		Prix Short		Prix Long		Prix Spot		Prix Intraday		Prix flex		PSA Share			
DA		ID		Réelle		80		20		50		55		?		0.58			
10		19		20															
Scenario actuel																			
Phase Intraday			Phase PSA et Swissgrid																
Energie			Energie																
Achat ID		Vente ID	Achat EA		Vente EA	Achat PSA		Vente PSA			Achat SW		Vente SW			Achat		Vente	
N/A		N/A	10		0	5.8		0			4.2			0			10		0
Financier			Financier																
Achat ID		Vente ID	Achat PSA		Vente PSA			Achat SW		Vente SW			Achat		Vente	Achat		Vente	
N/A		N/A	290		0			336		0			626		0	500		0	
			Coût financier réel																
Achat		Vente	626		0			626					626			500		126	
			Coût énergie SPOT																
Achat		Vente	500		0			500					500			500		126	
			Pénalité																
Achat		Vente	126					126					126			126			
Scenario 1 : avec équilibre sur le marché Intraday																			
Phase Intraday			Phase PSA et Swissgrid																
Energie			Energie																
Achat ID		Vente ID	Achat EA		Vente EA	Achat PSA		Vente PSA			Achat SW		Vente SW			Achat		Vente	
9		0	1		0	0.58		0			0.42			0			10		0
Financier			Financier																
Achat ID		Vente ID	Achat PSA		Vente PSA			Achat SW		Vente SW			Achat		Vente	Achat		Vente	
495		0	29		0			33.6		0			557.6		0	500		0	
			Coût financier réel																
Achat		Vente	557.6		0			557.6					557.6			500		57.6	
			Coût énergie SPOT																
Achat		Vente	500		0			500					500			500		57.6	
			Pénalité																
Achat		Vente	57.6					57.6					57.6			57.6			
Pénalité ID			Pénalité PSA																
45			12.6					12.6					12.6			12.6			
Opportunité ID			Opportunité PSA only																
-45			113.4					113.4					113.4			113.4			
			Opportunité																
68.4			68.4					68.4					68.4			68.4			



L'objectif est de diminuer la pénalité actuelle entre 20 et 25%. Afin d'être exhaustif dans le calcul du revenu lié à la diminution de la pénalité, il faudrait également prendre en compte les coûts d'investissement (CAPEX pour le développement de la solution) et de fonctionnement (OPEX pour le support et maintenance).

Nos premières estimations faites sur 2018, avec uniquement une simulation d'équilibrage sur le marché EPEX SPOT (intraday), indique une diminution de la pénalité de l'ordre de 20%. Ce chiffre doit encore être pris avec précaution pour les raisons suivantes :

- le manque de liquidité sur le marché intraday suisse (depuis l'introduction de XBID)
- la non prise en compte de l'influence des actions de la part de notre système sur le marché intraday (backtesting)
- la non-intégration des écarts de production de FMV dans nos estimations, en raison de la difficulté en lien avec la prévision des aménagements de production. (à implémenter)

Un tableau de bord journalier et mensuel (chapitre « 4.2.1.6 Reporting journalier et mensuel ») permet de suivre cet indicateur. La mesure d'opportunité doit se situer entre 20 et 25% pour justifier la poursuite de l'utilisation du système.

1.3.3 Mesure de la valorisation de la flexibilité

Cette mesure indique la quantité de flexibilité engagée par les partenaires et le revenu associé. Cette mesure comprend uniquement la valorisation de la flexibilité sur la place de marché interne de flexibilité. Contrairement à ce qui avait été prévu lors de la phase d'analyse, les partenaires ont décidé d'abandonner, afin de simplifier le projet, la valorisation de la flexibilité résiduelle sur le marché EPEX SPOT (intraday) et les mesures relatives.

Cette mesure n'existe pas actuellement. Un des objectifs du projet est de valoriser la (petite) flexibilité en lui offrant un marché. De cette manière, les partenaires auront une raison supplémentaire d'investir dans la mise en place de ce genre de flexibilité, et de proposer des produits aux particuliers et aux industries. Une mesure du bon fonctionnement du projet est l'augmentation de l'utilisation de ce type de flexibilité chez les partenaires.

Voici les indicateurs que nous pouvons mettre en place :

- Nombre d'installation flexibles (nombre, puissance, énergie)
- Nombre d'installation de petite flexibilité (nombre, puissance < 1 MW, énergie)
- Revenu généré par la petite flexibilité dans l'équilibrage du GB Valais
- Nombre d'industries fournissant de la flexibilité (nombre, puissance, énergie)

Malgré des projets et des aménagements flexibles (liste décrite au chapitre « 4.2.1.3 Place de marché interne de flexibilité »), les objectifs à atteindre n'ont pas pu être définis. La raison principale est le faible degré de maturité des partenaires en regard de la maîtrise de leur flexibilité tel que décrit au chapitre « 5.3 Utilisation de la flexibilité ».

1.3.4 Mesure de la stabilité du réseau

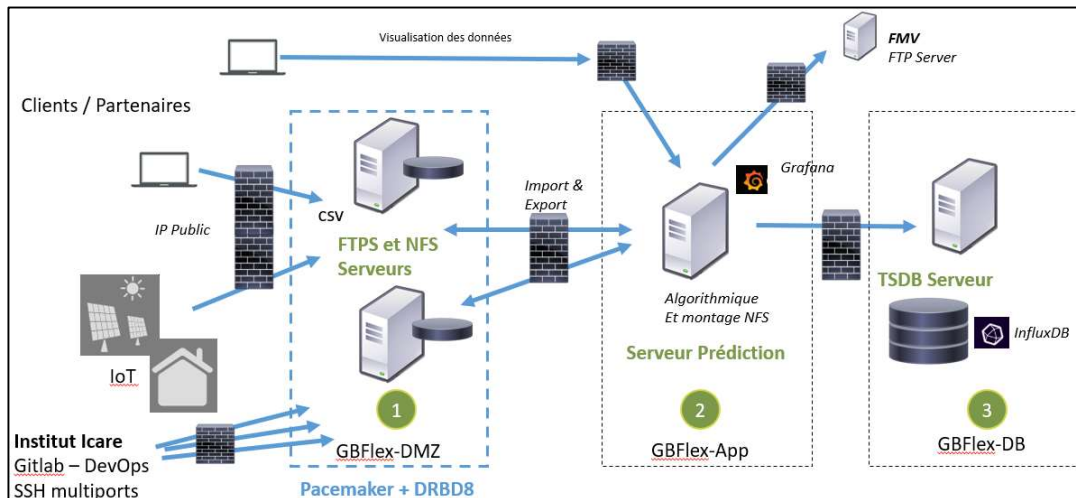
Cette mesure souhaite démontrer que la solution favorise un équilibrage local avec de la flexibilité locale, et non au travers des services systèmes de Swissgrid. La mesure représentant au mieux cet indice est la diminution des appels d'énergie d'ajustement de Swissgrid. Cette mesure est liée au coefficient de l'énergie d'ajustement économisée. Elle pourrait être également corrélée au sous-tirage sur le réseau haute-tension, qui devrait également diminuer, dû à un équilibrage local.

La méthode pour calculer ces indicateurs est un calcul à posteriori avant et après la mise en place du système.



2 Description des installations

La solution se matérialise par l'installation du logiciel « GB Flex » sur l'environnement matériel ci-dessous. Cette infrastructure a été mise en place par CIGES (fournisseur de l'hébergement) et Icare, et est fonctionnelle.



GBFlex – DMZ (1) est composé de deux serveurs FTP redondants qui assurent la haute disponibilité des informations échangées, dont notamment :

- Les prévisions day-ahead et intraday transmises par les partenaires
- Les données réelles et mesurées de chaque sous-groupe-bilan
- Le déséquilibre calculé du groupe-bilan pour les prochaines heures
- Le résultat de la vente et d'achat d'énergie sur le marché EPEX SPOT (intraday)

GB Flex – APP (2) est composé d'un serveur hébergeant le système expert et la marché interne de flexibilité, ainsi qu'un système d'affichage en temps réel des informations de prévisions fournies par les partenaires (Grafana).

GB Flex - DB (3) est composé de la base de données séries-temporelles contenant et structurant l'ensemble des données.

D'autres systèmes sont en relation avec cette installation dont :

- Les systèmes de prévisions de l'ensemble des partenaires
- Le système de nominations du groupe-bilan Valais, service fourni par FMV, et le système d'auto-trading, service fourni par un partenaire.



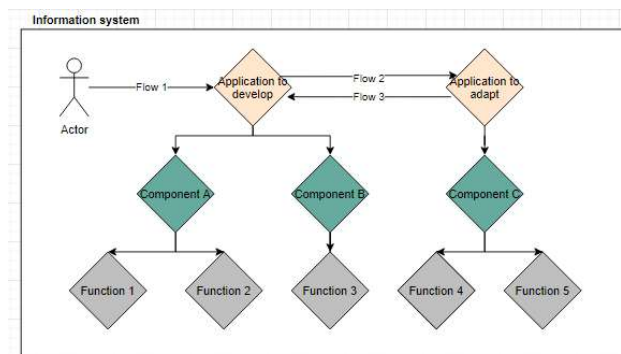
3 Procédure et méthode

3.1 Méthode pour l'analyse et la conception

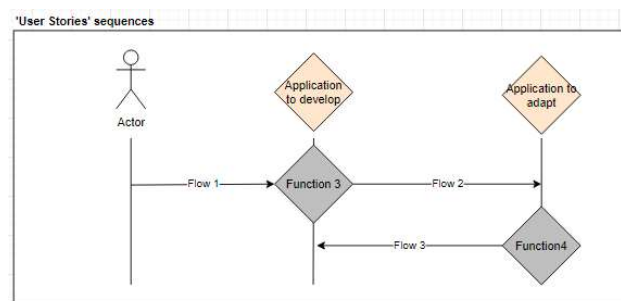
La méthode choisie pour le « WP1 – Market design » est une méthode de conception d'architecture logicielle dite « top-down ». Cette méthode décrit successivement les éléments suivants :

- Le diagramme de contexte représente les interactions du système d'information à développer avec les autres systèmes (internes ou externes) et les utilisateurs.
- Les cas d'utilisation décrivent les fonctionnalités que le système d'information doit accomplir
- Le diagramme de composants est une vue des blocs logiques fonctionnels qui composent les applications du système d'information
- Ces composants sont ensuite désagrégés en fonctions plus petites avec leurs règles et exigences
- Les diagrammes de séquences décrivent les interactions des différents cas d'utilisation, entre les fonctions des composants applicatifs, les systèmes (internes ou externes) et les utilisateurs

Voici une vue générique du système d'information avec les applications, les composants et les fonctions :



Voici une vue générique d'un diagramme de séquences d'un cas d'utilisation, avec la description des interactions entre les acteurs, applications et fonctions à développer :



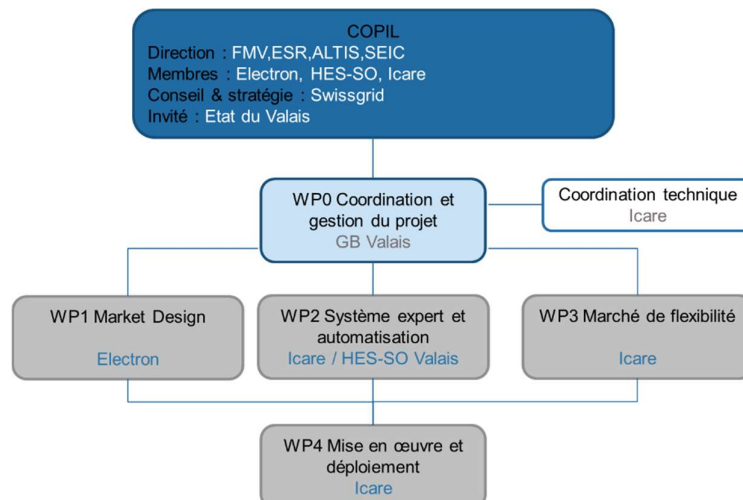


Les protocoles de tests (unitaires et d'intégration) sont effectués avant la mise en place de chaque nouvelle version. Ces protocoles se matérialisent par une succession de tests à effectuer et sont formalisés dans des fichiers avec les résultats des tests, les dates des tests, la personne effectuant les tests et les remarques. Ci-dessous un extrait du cahier de tests pour la mise en place de la première version du système expert simple :

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Qui	Fonction à tester	Description	Résultat attendu	OK	KO	NA	Résultat effectif
5	Métier	Envoi de l'écart chaque heure à GB VS	Contrôler que l'écart est transmis à GB VS (système de FMV)	1. Contrôler la génération du fichier sur le FTP de CIGES à H+11 (out/imbalance) 2. Vérifier le déplacement du fichier dans le répertoire out/imbalance/done par le BUS 3. Contrôler que l'écart prévisionnel calculé est le bon 4. Contrôler l'import du fichier dans \\fmv\alendjs\GBFlex\Data\GBFlex\	4			
6	IT	Non présence d'un fichier sur GB Flex	Tests, erreur et reporting	1. Simuler la non-présence d'un fichier à H+11 est l'envoi du message d'erreur	1			mail d'erreur et fin du processus
7	Métier	Calcul des prix limites pour l'achat IO et les	Contrôler que les prix limites et les quantités sont bien calculées selon le format demandé par OMPEX	1. Contrôler que le prix limite est bien calculé dans le fichier pour OMPEX \\fmv\alendjs\GBFlex\Data\OMPEX\ ; simuler avec des prix à l'achat / à la vente et des prix négatifs (TS730) 2. Contrôler bon format du fichier selon les spécifications 3. Contrôler le déplacement du fichier source de GB Flex après traitement dans	3			
8	IT	Envoi à OMPEX - contrôle	Tests, erreur et reporting	1. Simuler un fichier source avec un format erroné (déplacement dans ..GBFlex\erreur) 2. Simuler un fichier source avec des infos à la fois dans QTY_BUY et QTY_SELL (déplacement dans ..GBFlex\erreur) 3. Simuler un fichier source avec aucune information de quantité (déplacement dans ..GBFlex\erreur et reporting) 4. Simuler un fichier source avec une quantité supérieure à la limite du fichier de config (la valeur doit être tronquée) 5. Simuler un fichier source avec une quantité inférieure à la limite du fichier de config (le fichier n'est pas transmis - bande morte) 6. Simuler avec des valeurs de quantité négatives et ou des chiffres (déplacement dans ..GBFlex\erreur)	4			2. 1. NA : aucun contrôle de format actuellement 2. ok : contrôle avant envoi du fichier et ce cas n'envoie pas le fichier. Mail d'alerte 3. ok : contrôle avant envoi du fichier et ce cas n'envoie pas le fichier. Email d'alerte 4. ok : la quantité supérieure est remplacée par la valeur limite du config.xml. Un email est envoyé pour alerte 5. ok : le fichier n'est pas envoyé et un mail est envoyé 6. NA
9	Métier	Envoi des quantités et des prix à OMPEX	Contrôler l'envoi du fichier à OMPEX	1. Contrôler la présence du fichier à transmettre pour OMPEX dans \\fmv\alendjs\GBFlex\Data\OMPEX\ 2. Contrôler la bonne transmission du fichier sur le FTP de OMPEX à H+12 (IO\ToSell) et le déplacement dans \\fmv\alendjs\GBFlex\Data\OMPEX\done	2			
10	IT	Non présence d'un fichier sur OmpeX	Tests, erreur et reporting	1. Simuler la non-présence d'un fichier à H+02 est l'envoi du message d'erreur	1			mail d'erreur et fin du processus
11	IT	Envoi à OmPEX - accès	Tests, erreur et reporting	1. Simuler un problème de connexion avec OMPEX (mdp erroné) et vérifier le déplacement du fichier dans \\fmv\alendjs\GBFlex\Data\OMPEX\erreur et le message d'avertissement	1			un message d'alerte est envoyé lors de la connexion en débit de process. Fin du process si pas de connexion aux FTP

3.4 Méthode pour la gestion du projet

La méthode de gestion de projet est classique. Elle a été assurée par le groupe-bilan Valais en coordination avec Icare pour la partie technique, et sous le contrôle du COPIL, composé des différents partenaires.





La gestion de projet assure en autres :

- L'évaluation des ressources nécessaires (humaines et financières) au projet du côté des partenaires du groupe-bilan Valais
- La planification et le suivi des différentes étapes et des livrables à fournir
- La mise en place et le suivi du plan financier
- La mise en place de toutes les relations contractuelles avec les partenaires

Le suivi du projet est assuré par des séances mensuelles avec le COPIL. Toutes les décisions relatives à la conduite du projet (communication, plan financier, décisions importantes, suivi du planning etc.) sont discutées lors de ces séances. Les présentations et les procès-verbaux sont distribués et conservés.



4 Résultats et commentaires

4.1 Introduction

Le chapitre « 4.2 Système GB Flex » décrit en détail le logiciel créé, ses fonctionnalités, ses différents composants et ses possibilités de configuration.

Le chapitre « 4.3 Système multi-agents » présente les études et les pistes d'amélioration possibles grâce à l'utilisation de systèmes « agents » décentralisés. Ce système pose les bases d'une version future du système GB Flex.

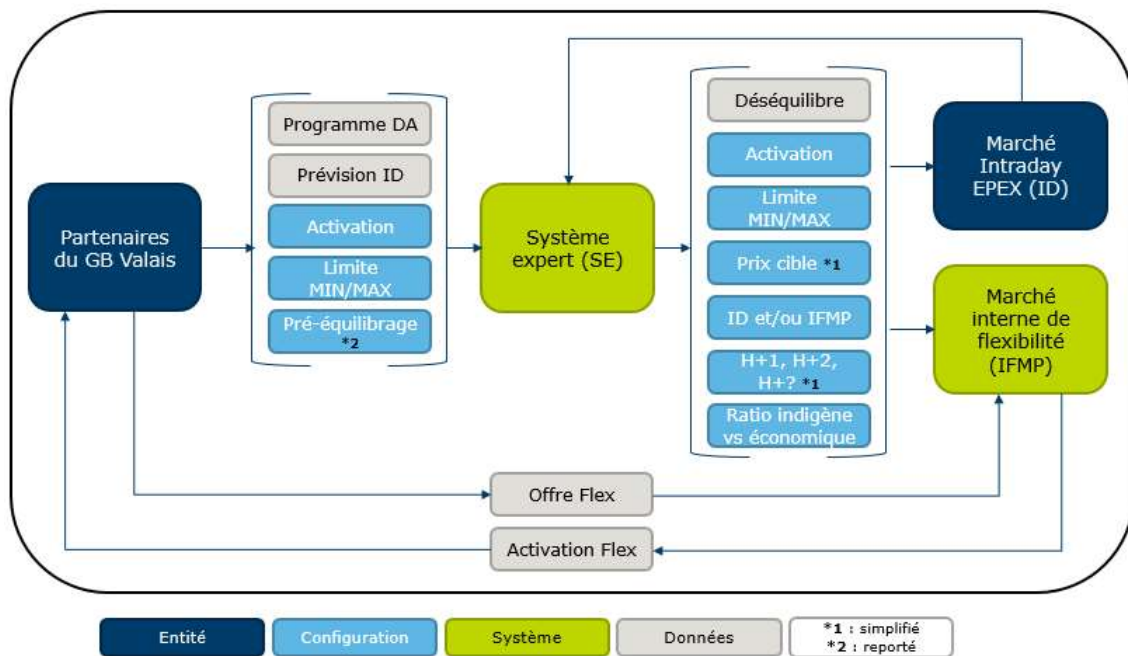
Le chapitre « 4.4 Résultats » présente les résultats obtenus en les comparant aux mesures prévues. Finalement le chapitre « 4.5 Regards critiques » pose un jugement sur ces résultats.

4.2 Système GB Flex

4.2.1 Fonctionnalités

4.2.1.1. Schéma fonctionnel et configuration

Voici une vue globale de l'ensemble des entités, des échanges de données, des systèmes et des paramètres de configuration mis en place dans l'outil GB Flex.



L'outil GB Flex se divise en 2 systèmes principaux :

- Le système expert (SE) (décrit au chapitre 4.2.1.2)
- La place de marché interne de flexibilité (IFMP) (détaillée au chapitre 4.2.1.3)

Les **partenaires du GB Valais** interagissent avec le système expert en lui fournissant les données suivantes :

- Prévisions day-ahead (1 * par jour)



- Prévisions intraday (1 * par heure)
- Données réelles (1 * par jour)

Ils ont la possibilité de configurer leur participation avec les éléments suivants :

- D'activer ou non leur participation au mécanisme d'équilibrage
 - o Cette option peut être utile en cas de problèmes de données ou de prévisions. Le déséquilibre prévisionnel calculé, ainsi que l'action résultante se fera sans le partenaire. Cette désactivation n'est pas optimale sur une longue période, car l'effet de foisonnement des erreurs avec les autres n'a plus lieu.
- D'indiquer une limite basse et haute, exprimée en MW, pour le calcul et la prise en compte de leur déséquilibre
 - o En dessous de la limite basse, le déséquilibre calculé n'est pas pris en compte. Il est considéré comme étant trop petit. En dessus de la limite haute, le déséquilibre est borné à cette limite.
- D'indiquer d'utiliser leur éventuelle flexibilité, à disposition sur la place de marché interne de flexibilité, pour leur propre équilibrage
 - o Le concept est de permettre aux partenaires d'utiliser leur propre flexibilité en priorité pour leur équilibrage. Cette action n'est possible que si elle n'est pas en défaveur du groupe-bilan. C'est le cas lorsque tous les partenaires sont déséquilibrés dans le même sens, et qu'aucun foisonnement n'a lieu.
 - o Cette fonctionnalité a été reportée.

Le système expert calcule le déséquilibre sur les prochaines heures et décide de l'action à prendre. Le responsable du groupe-bilan, en accord avec les partenaires, a la possibilité de configurer les éléments suivants :

- D'activer ou non le mécanisme d'équilibrage
 - o En cas de désactivation, plus aucune action d'équilibrage n'est entreprise. Cette option est utilisée de manière active ou réactive lorsque des problèmes sont ou peuvent être rencontrés : erreur de nomination avec Swissgrid, maintenance de l'auto-trader etc.
- D'indiquer une limite basse et haute, exprimée en MW, pour le calcul et la prise en compte du déséquilibre prévisionnel foisonné des partenaires
 - o En dessous de la limite basse, le déséquilibre calculé n'est pas pris en compte. Il est considéré comme étant trop petit. En dessus de la limite haute, le déséquilibre est borné à cette limite.
- D'indiquer le prix cible d'achat de l'énergie, au-dessus duquel le GB Valais ne souhaite pas acheter, et le prix cible de vente de l'énergie, au-dessous duquel le GB Valais ne souhaite plus vendre
 - o Ce prix cible est utilisé comme limite lors des transactions d'équilibrage soit sur le marché EPEX SPOT (intraday), soit sur le marché interne de flexibilité. Actuellement, cette limite est fixée en appliquant un ratio (pourcentage) sur le prix EPEX SPOT (day-ahead) de l'heure concernée.
 - o Contrairement à ce qui avait été initialement pensé, le fait de ne pas s'équilibrer n'est pas une option, mais une conséquence lorsque les marchés, principalement le marché EPEX SPOT (intraday), ne souhaitent pas acheter ou vendre à nos conditions. Plus d'explications sont fournies sur le fonctionnement de l'auto-trader au chapitre « 4.2.1.5 Auto-trader ».



- Nous avons souhaité prédire le prix de l'énergie d'ajustement de Swissgrid afin d'acheter (ou de vendre), dans certains cas extrêmes, au-delà du prix cible calculé. Ces travaux et les résultats sont présentés au chapitre « 4.2.1.4 Prix cible et prévision du prix de l'énergie d'ajustement ».
- De spécifier sur quels marchés le déséquilibre prévisionnel peut être réduit : marché EPEX SPOT (intraday) ou marché interne de flexibilité.
 - Dans le cas de l'activation des deux marchés, le système expert obtient le prix moyen (WAP) des transactions de l'heure concernée sur le marché EPEX SPOT (intraday). En parallèle, il évalue les offres de flexibilité des partenaires, qui sont caractérisées par une quantité, un incrément (exprimant la plus petite fraction de la quantité totale pouvant être prise), un prix et un sens (à la hausse ou à la baisse).
 - Le système expert effectue une optimisation économique afin de vendre au plus cher ou d'acheter au moins cher le déséquilibre prévisionnel dans les limites du prix cible. Ainsi, en cas d'achat, il va prendre les offres de la place de marché interne de flexibilité qui sont en dessous du prix moyen (WAP) et en dessous du prix cible. Le solde restant sera transmis au marché EPEX SPOT (intraday) avec le prix cible à respecter.
- De spécifier par tranche horaire les marchés actifs
 - Cette configuration a été simplifiée. Le système est actif en H+2. Le choix des marchés pour H+2 peut être spécifié tel qu'indiqué au point ci-dessus.
 - Il n'est pas possible, comme initialement pensé, d'indiquer une activation sur le marché EPEX SPOT (intraday) en H+5, puis en H+2 sur les deux marchés, et finalement en H+1 uniquement sur le marché interne de flexibilité.
 - Cette configuration « dynamique » implique une trop grande complexité pour les décomptes et le reporting actuellement effectués dans les systèmes en place.
- D'indiquer un ratio (nommé « indigène vs économique ») afin d'avoir la possibilité de favoriser les offres sur la place de marché interne de flexibilité
 - Le concept est d'avoir la possibilité de promouvoir la flexibilité indigène, renouvelable et à disposition. Nous avons introduit ce ratio qui permet d'actionner des offres d'achat d'un partenaire plus chères que le prix moyen (WAP) EPEX SPOT (intraday). La motivation est multiple.
 - Tout d'abord il s'agit d'énergie locale, renouvelable et provenant d'un partenaire.
 - Ensuite les offres sur le marché interne sont disponibles et avec un prix connu, à contrario du marché EPEX SPOT (intraday) où il n'est pas certain d'obtenir la quantité souhaitée au prix visible ou souhaité.
 - En indiquant un ratio neutre (équivalent à 1), les deux marchés seront économiquement en concurrence. Le choix du ratio est fait d'un commun accord entre les partenaires.

Tous les paramètres de configuration décrits ci-dessus peuvent être modifiés chaque heure pour les heures suivantes.

Les partenaires interagissent avec la **place de marché interne de flexibilité** :

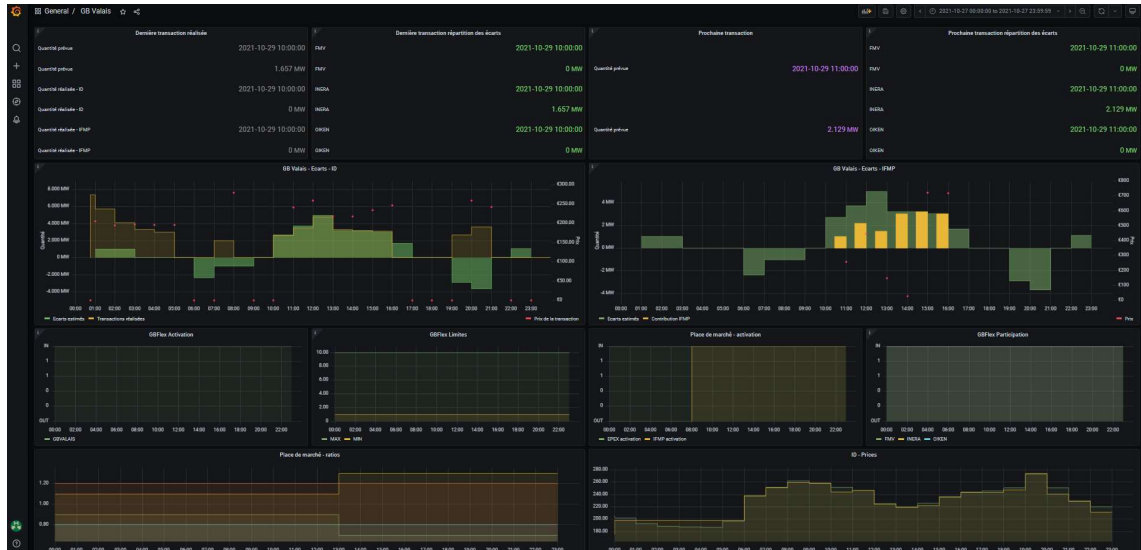
- En leur transmettant des offres, dont la forme, le format et les caractéristiques ont été normalisés
- En réceptionnant les activations de la part de la place de marché, selon un format d'échange également standardisé



4.2.1.2. Système expert

Le système expert, dont les paramètres d'entrée et de configuration ont été détaillés au chapitre précédent, fonctionne chaque heure, 24/7 et 365 jours par année. Aucune intervention humaine n'est nécessaire : de la récolte des données des partenaires, jusqu'à la nomination des quantités échangées avec la bourse à Swissgrid.

L'écran de contrôle se présente de la manière suivante :



Sur la première ligne, les partenaires peuvent visualiser la transaction en cours et la prochaine, avec l'écart prévisionnel foisonné et les écarts par partenaire.

Les graphes en barre de la seconde ligne représentent par marchés (EPEX SPOT Intraday et place de marchés interne de flexibilité) le déséquilibre prévisionnel, les transactions effectuées sur ces marchés, ainsi que le prix des transactions.

Finalement, les six graphiques, de la seconde partie basse de la capture de l'écran, indiquent les paramètres de configuration décrits au chapitre précédent, dont :

- L'activation de GB Flex
- Les limites MIN et MAX fixées au niveau du groupe-bilan
- Les marchés actifs : EPEX SPOT (intraday) et/ou IFMP
- Les partenaires prenant part à l'équilibrage
- Les ratios utilisés pour le prix cible et pour l'avantage indigène de la place de marché interne de flexibilité
- Le prix EPEX SPOT (day-ahead) et le prix moyen (WAP) du marché EPEX SPOT (intraday) des prochaines heures



Chaque partenaire possède également son propre tableau de bord afin de suivre ses données.



Sur la première ligne, le partenaire peut contrôler son déséquilibre prévisionnel en cours et à venir. Les graphiques centraux lui indiquent son déséquilibre prévisionnel (vert clair), puis le lendemain son déséquilibre réel (jaune), et l'état de sa participation. Enfin la partie basse représente la prévision de charge faite en day-ahead, la prévision intraday et les données réelles.

L'interaction avec l'ensemble des paramètres de configuration, que ce soit pour le partenaire ou pour le groupe-bilan, se fait au travers de fichier texte (au format JSON : langage léger d'échange de données textuelles) transmis au système expert via FTP.

Le fonctionnement du système expert, sur la base des paramètres de configuration décrits au chapitre « 4.2.1.1 Schéma fonctionnel et configuration », est le suivant :

- Toutes les heures à HH:08, le système importe les nouvelles prévisions intraday des partenaires et tous les fichiers de configuration.
- Pour chaque partenaire, il calcule l'écart énergétique pour l'heure H+2 entre ces nouvelles prévisions intraday et les prévisions day-ahead fournies la veille, en appliquant les limites MIN et MAX configurées par le partenaire
- Les écarts de chaque partenaire sont foisonnés afin d'obtenir l'écart prévisionnel du groupe-bilan pour H+2, en appliquant les limites MIN et MAX configurées pour le groupe-bilan et en incluant uniquement les partenaires actifs.
- Le système expert calcule le prix cible en appliquant le ratio (% à la hausse ou à la baisse en fonction d'un achat ou d'une vente) sur le prix EPEX SPOT (day-ahead) pour H+2
 - Comme expliqué plus en détail au chapitre « 4.2.1.4 Prix cible et prévision du prix de l'énergie d'ajustement », nous avons souhaité être plus précis dans le calcul du prix cible en essayant de prendre en compte l'état du marché. L'idée était d'estimer le prix facturé par Swissgrid en fonction de différents paramètres (offres de réglage, position énergétique de la Suisse, PSA) pour augmenter nos limites de prix le cas échéant. Les résultats obtenus n'ont pas été satisfaisants.
- Dans le cas où les deux marchés sont configurés,
 - le système expert effectue un choix, sur la base d'une optimisation économique, en prenant les offres de la place de marché interne de flexibilité qui sont au-dessous (ou au-dessus, en fonction d'un achat ou d'une vente) du prix cible et au-dessous du prix



moyen (WAP) EPEX SPOT (intraday) multiplié par le ratio « économique vs indigène ». Les ordres d'activation sont transmis aux partenaires.

- La quantité résiduelle éventuelle (déséquilibre prévisionnel diminué des ordres d'activation envoyés aux partenaires) est transmise à l'auto-trader avec le prix cible afin d'être traité sur le marché SPOT EPEX (intraday). Le résultat est ensuite nominé automatiquement à Swissgrid par le responsable du groupe-bilan.
- Le lendemain, l'ensemble des données de la veille sont transmises au responsable du groupe-bilan afin d'effectuer les décomptes pour la répartition financière des transactions, et le reporting du groupe-bilan.

4.2.1.3. Place de marché interne de flexibilité

Les partenaires peuvent visualiser sur la place de marché interne de flexibilité le déséquilibre prévisionnel du groupe-bilan Valais sur les prochaines heures (partie haute de l'écran) et consulter les offres de flexibilité transmises par les partenaires (partie basse de l'écran).



La transmission des offres s'effectue par l'envoi d'un fichier normalisé. Ce fichier contient les informations suivantes :

- L'heure d'activation
- Le numéro interne de l'offre
- La quantité offerte
- L'incrément minimal
- Le prix
- Le sens

Le fichier d'activation de l'offre transmis par le système au partenaire contient les mêmes informations avec en plus la quantité devant être activée.

dispatch_start	offer_id	quantity	quantity_activated	increment	price	regulation
2021-10-27T15:00:00+02:00	FMV-4	2	2	1	225	up



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des
transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et Cleantech

Voici la liste des installations et des projets, connus à ce jour et rendus public par les partenaires, afin de pouvoir alimenter la place de marché :

FMV

Production et parts FMV	Aménagements	Production annuelle totale GWh	Type de gestion	Réglage primaire	Réglage secondaire	Réglage tertiaire	Flexibilité horaire en MW	Spécificités de la flexibilité	Puissance installée MW
Fil de l'eau	Rhône	222	Fil de l'eau standard				5 MW	faible et seulement en hiver (bassin Souste)	4 X 10
Fil de l'eau	Ernen	115	Fil de l'eau standard	30 semaines		50 semaines	8-15 MW	automne, hiver printemps (ZenBinnen)	2 X 16
Fil de l'eau	Mörel	190	Fil de l'eau standard			50 semaines	(8-15 MW)	dépendant d'Ernen	3 X 16
Fil de l'eau	Bramois	17	Fil de l'eau standard	45 semaines			6 MW	nov à mars (Luette)	2 X 16
Semi-accumulé saisonnier	Lötschen	112	Fil été, acc hiver	10 semaines	5 semaines	20 semaines	21-42 MW	automne, hiver printemps	2 X 21
Accumulé	Gouggra	114	Accumulé standard	45 semaines	25 semaines		15 MW	+ grande flexibilité en hiver de 12 à 27 MW	3 cascades sur 3 centrales

OIKEN

Production et parts OIKEN	Aménagements	Production annuelle totale GWh	Type de gestion	Réglage primaire	Réglage secondaire	Réglage tertiaire	Flexibilité horaire en MW	Spécificités de la flexibilité	Puissance installée MW
Semi-accumulé saisonnier	LMSA	150	Fil été, acc hiver				10-50 MW	3 mois pas de flexibilité. Hiver et hors fonte	2 X 25 MW
Semi-accumulé saisonnier	Lienne SA	60	Accumulé standard				7 - 22 MW	8 mois de flexibilité	2X 32 MW + 2 X17 MW
Accumulé	Gouggra	114	Accumulé standard				15 MW	+ grande flexibilité en hiver de 12 à 27 MW pompage 5 MW	3 cascades sur 3 centrales
Accumulé	KWM	60	Accumulé standard	oui		oui	0-20 MW	+ grande flexibilité en hiver de 12 à 27 MW pompage 7MW	
Flexibilité résidentielle (DOMOS)	Villas résidentielles privées	N/A	Pompe à chaleur				1MW / 1000 maisons (utilisation pool)	Flexibilité à la baisse, difficulté à prédire	150 maisons installées (phase de tests)
Flexibilité Industrielle (Flexigrid)	Bâtiment Energypolis	N/A	Charges flexibles (batterie, pac, réseau CO2, ...)				200 kW		

INERA

Production et parts INERA	Aménagements	Production annuelle totale GWh	Type de gestion	Réglage primaire	Réglage secondaire	Réglage tertiaire	Flexibilité horaire en MW	Spécificités de la flexibilité	Puissance installée MW
Accumulé	FMM	26	Accumulé standard				0-9 MW	+ grande flexibilité en hiver	10.575



4.2.1.4. Prix cible et prévision du prix de l'énergie d'ajustement

Contexte et demande à Icare

Nous avons initialement prévu de calculer les trois actions possibles suivantes afin de choisir la meilleure manière de réduire le déséquilibre prévisionnel, à savoir :

- Le marché EPEX SPOT (intraday)
- Le marché interne de flexibilité
- L'option de ne rien faire, et de laisser Swissgrid nous équilibrer

En étudiant de plus près le fonctionnement de l'auto-trader et du marché EPEX SPOT (intraday), nous avons finalement opté pour une autre stratégie à savoir de calculer jusqu'à quel prix il était économiquement intéressant de s'équilibrer : le prix cible.

Sur le marché interne de flexibilité, le système expert peut aisément calculer le coût de l'équilibrage sur la base des offres fermes présentes. Sur le marché EPEX SPOT (intraday), et notamment le marché suisse sur lequel nous agissons, l'écart entre le « Bid » et le « Ask » peut être relativement élevé, voir même n'y avoir aucune proposition (manque de liquidité). L'auto-trader (décrit plus en détail au chapitre « 4.2.1.5 ») essaie de vendre au plus cher et d'acheter au moins cher, tout en respectant le prix cible donné. Ce fonctionnement induit que l'option de ne rien faire, énoncée plus haut, n'est pas une option, mais une conséquence de ne pas avoir trouvé une contrepartie souhaitant acheter ou vendre au prix proposé.

Nous avons souhaité affiner la méthode du calcul de notre prix cible en prenant en compte l'état du marché. Nous avons voulu intégrer dans le calcul du prix cible les éléments constituant le prix de l'énergie d'ajustement, dont :

- L'état actuel du déséquilibre Suisse et de l'activation de l'énergie de réglage
 - o <https://www.swissgrid.ch/en/home/customers/topics/energy-data-ch.html>
- Les offres de réglage tertiaire activées
 - o <https://www.swissgrid.ch/fr/home/customers/topics/ancillary-services/tenders.html>
- Les prix SPOT EPEX (day-ahead et intraday)

Ces informations nous permettent de calculer avec une grande précision le prix provisoire de l'énergie d'ajustement pour les heures passées au lieu d'attendre la publication des prix par Swissgrid (<https://www.swissgrid.ch/fr/home/customers/topics/bgm/balance-energy.html>) ayant lieu au milieu du mois pour le mois précédent. Les formules du calcul sont décrites dans l'annexe 1 au chapitre « 12.1 Annexe 1 – Rapport Icare ».

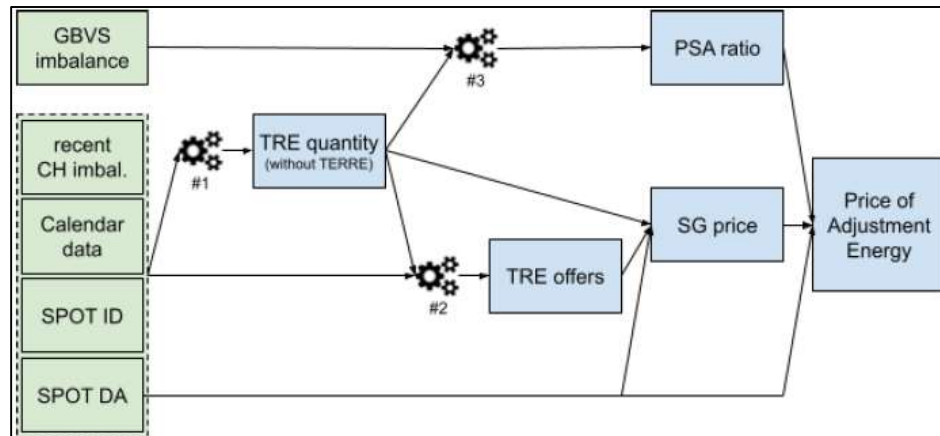
Le résultat du processus PSA, réalisé par le groupe-bilan Valais en J+1 et J+2 avec ses partenaires groupe-bilan en Suisse, indique précisément quelle part du déséquilibre sera réglée au prix EPEX SPOT (day-ahead), et quelle part sera réglée au prix Swissgrid Long ou Court (prix de l'énergie d'ajustement).

Ainsi l'objectif donné à l'institut Icare a été de mettre en place un algorithme de machine learning capable de prédire le prix de l'énergie d'ajustement en H pour H+2 afin de déterminer un prix cible au-delà duquel l'équilibrage avec une contrepartie (marché EPEX SPOT ou marché interne) n'était plus économiquement intéressante.

Résultat d'Icare

[rédigé par Gaëtan Lovey]

L'étude a été divisée en plusieurs parties, chacune relatant d'un algorithme en particulier. Le détail de l'étude est contenu dans l'annexe 1 au chapitre « 12.1. Annexe 1 – Rapport Icare ».



Le premier algorithme avait pour objectif la prédiction de la quantité d'énergie tertiaire (TRE long ou court) sur le marché suisse. Les prédictions de ce modèle ont également été utilisées comme données d'entrée afin de prédire le ratio PSA et la quantité d'offres TRE, mesures permettant de calculer le prix de l'énergie d'ajustement. Le modèle a entraîné les données historiques de quantité TRE. Malheureusement, ces données n'ont pas permis d'aboutir à une performance algorithmique suffisante. Aussi, les prix SPOT (intraday versus day-ahead) n'ont pas apporté d'informations supplémentaires au modèle.

Le deuxième algorithme avait le dessein de prédire la quantité d'offres TRE émises à Swissgrid. La combinaison de ces deux premiers algorithmes aurait servi à déterminer les prix Swissgrid. Nous avons logiquement remarqué que plus la quantité TRE était importante, plus nombreuses étaient les offres. Aussi, nous avons pu démontrer que chaque offre correspondait à un prix individuel qui était associé à une incertitude. Cette incertitude se traduisait par une erreur de prédiction. Lorsque la quantité de TRE et d'offres TRE augmentaient, ces erreurs s'accumulaient. Dans ce cas, il a été difficile de prédire précisément les coûts TRE et donc les prix Swissgrid. Toutefois, ce modèle nous a permis de connaître la direction de ces prix (très long ou très court).

Finalement, le dernier algorithme voulait prédire le ratio PSA. Comme il n'était pas possible de connaître le déséquilibre exact des partenaires PSA une heure à l'avance, il fallait le prédire. D'une fois que ce ratio serait connu, une moyenne pondérée aurait été calculée entre les prix Swissgrid (algo 1 + 2) et le ratio PSA (algo 1 + 3) et aurait permis d'obtenir le prix de l'énergie d'ajustement. Nous avons donc utilisé le déséquilibre du groupe-bilan Valais avant le processus PSA et la quantité TRE pour entraîner le modèle. Malheureusement, les résultats de ces prédictions ont été peu convaincants. Ainsi, nous avons pu démontrer comment l'échantillonnage des données PSA pouvait résulter en un surentrainement des données. Comme pour le premier modèle, l'ajout du prix SPOT day-ahead et intraday n'a pas permis d'améliorer les résultats.

Cette étude a démontré qu'il n'existait pas vraiment de relation linéaire entre les variables indépendantes et les variables dépendantes (variables à prédire) et donc que l'objectif n'a pas pu être atteint. En effet, les variables utilisées et la quantité de données exploitées (seulement 2020) ne contenaient pas assez d'informations pour obtenir des prédictions suffisamment précises.

Même si la solution complète de cette étude n'a pas pu être testée en raison du dysfonctionnement des modèles de prédictions, l'étude évoque certaines pistes d'améliorations. Toutefois, la plupart de ces idées ne permettent pas forcément d'améliorer les prédictions mais plutôt d'éclaircir la compréhension du domaine. Néanmoins, il est d'avis que l'exploitation de données météorologiques pourrait s'avérer d'une grande aide, tout comme l'enrichissement des données calendaires. Finalement, il serait judicieux d'utiliser d'autres modèles de machine learning. On pourrait aussi envisager de prédire l'erreur des modèles plutôt que de prédire les valeurs cibles directement. Cela permettrait de se fier uniquement aux prédictions les plus précises.



4.2.1.5. Auto-trader

L'auto-trader permet à GB Flex de vendre et d'acheter le déséquilibre prévisionnel sur le marché SPOT EPEX (intraday). Actuellement, le GB Valais utilise ce service au travers d'une société partenaire. Dans le court terme, ce service sera fourni par le GB Valais directement. Ce service est également entièrement automatisé. Les échanges d'information se font sous la forme de fichiers standardisés. Le déroulement est le suivant :

- GB Flex transmet à H et 11 minutes à l'auto-trader le déséquilibre à vendre/acheter avec le prix cible à respecter pour la tranche horaire H + 2 heures.
- De H et 11 minutes, jusqu'à H et 59 minutes, l'auto-trader est actif sur le marché EPEX SPOT (intraday)
- 2 minutes après la fin de H, l'auto-trader transmet à GB Flex, la quantité (partielle ou totale) achetée/vendue et le prix de la transaction
- Cet échange énergétique est ensuite automatiquement intégré à nos systèmes de nomination afin d'être transmis à Swissgrid.

Durant la période de mise en œuvre de GB Flex (du 24 avril au 28 octobre), les résultats ont été les suivants avec l'auto-trader :

# de jours d'activations	156	
# de transactions demandées	1922	
# de transactions réalisées, dont	1576	
# de transactions complètes		1398
# de transactions partielles		197
# de transactions non réalisées	346	
% de réussite sur les transactions	83%	
% de réussite sur la quantité d'énergie	77%	
% prix cible fixé à l'achat	105%	
% prix cible fixé à la vente	95%	
% prix cible réalisé à l'achat	99.8%	
% prix cible réalisé à la vente	99.1%	
CA d'achat (kEUR)	570	
CA de vente (kEUR)	250	

4.2.1.6. Reporting journalier et mensuel

Un reporting sur le gain énergétique est transmis tous les jours pour J-1 avec le résultat de la veille et le récapitulatif du mois en cours. Ce fichier permet de suivre l'évolution du gain énergétique au jour le jour et d'intervenir en cas de problème.



Voici un extrait du fichier pour le 26.10.2021 :

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1		Pos = Long / Nég = Short	GB Valais								GB Flex		GB Flex Valais		Gain Energie	
2			FMV PB POS	FMV PB NEG	Netelec PB POS	Netelec PB NEG	GB_VS PB POS	GB_VS PB NEG	GB Flex B	GB Flex S	GB_VS PB POS	GB_VS PB NEG				
3		SOMME [MWh] ->	9.035	-67.139	7.015	-133.035	3.815	-187.939	77.000	2.000	14.754	-123.878		53.122		
4														-10.939	64.061	
5			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		[MW]	[MW]	
6	26.10.2021 00:15		0.000	-2.498	0.000	-5.055	0.000	-7.553	0.000	0.000	0.000	-7.553		0.000	0.000	
7	26.10.2021 00:30		0.000	-2.727	0.000	-1.744	0.000	-4.471	0.000	0.000	0.000	-4.471		0.000	0.000	
8	26.10.2021 00:45		0.000	-1.923	0.000	-0.581	0.000	-2.504	0.000	0.000	0.000	-2.504		0.000	0.000	
9	26.10.2021 01:00		0.000	-4.219	2.118	0.000	0.000	-2.101	0.000	0.000	0.000	-2.101		0.000	0.000	
10	26.10.2021 01:15		0.321	0.000	0.000	-4.608	0.000	-4.287	1.000	0.000	0.000	-3.287		0.000	1.000	
11	26.10.2021 01:30		0.000	-0.115	0.000	-3.030	0.000	-3.145	1.000	0.000	0.000	-2.145		0.000	1.000	
12	26.10.2021 01:45		0.000	-1.711	0.000	-4.471	0.000	-6.182	1.000	0.000	0.000	-5.182		0.000	1.000	
13	26.10.2021 02:00		0.000	-4.925	0.000	-1.914	0.000	-6.839	1.000	0.000	0.000	-5.839		0.000	1.000	
14	26.10.2021 02:15		0.461	0.000	0.000	-3.084	0.000	-2.623	1.300	0.000	0.000	-1.323		0.000	1.300	
15	26.10.2021 02:30		0.000	-1.871	0.000	-2.639	0.000	-4.510	1.300	0.000	0.000	-3.210		0.000	1.300	
16	26.10.2021 02:45		0.000	-1.137	0.000	-1.972	0.000	-3.109	1.300	0.000	0.000	-1.809		0.000	1.300	
17	26.10.2021 03:00		0.000	-4.102	0.000	-3.425	0.000	-7.527	1.300	0.000	0.000	-6.227		0.000	1.300	
18	26.10.2021 03:15		3.270	0.000	0.000	-4.264	0.000	-0.994	3.100	0.000	2.106	0.000		-2.106	0.994	
19	26.10.2021 03:30		1.708	0.000	0.000	-3.666	0.000	-1.958	3.100	0.000	1.142	0.000		-1.142	1.958	
20	26.10.2021 03:45		0.176	0.000	0.000	-4.285	0.000	-4.109	3.100	0.000	0.000	-1.009		0.000	3.100	
21	26.10.2021 04:00		0.000	-2.497	0.000	-5.026	0.000	-7.523	3.100	0.000	0.000	-4.423		0.000	3.100	
22	26.10.2021 04:15		0.317	0.000	0.000	-1.242	0.000	-0.925	0.000	0.000	0.000	-0.925		0.000	0.000	
23	26.10.2021 04:30		0.000	-1.450	0.000	-2.352	0.000	-3.802	0.000	0.000	0.000	-3.802		0.000	0.000	
24	26.10.2021 04:45		0.000	-1.369	0.000	-2.876	0.000	-4.245	0.000	0.000	0.000	-4.245		0.000	0.000	

Et le récapitulatif pour le mois en cours :

Pos = Long / Nég = Short		GB Valais				GB Flex		GB Flex Valais		GB Flex Valais		Gain Energie	
SOMME [MWh]		FMV PB POS	FMV PB NEG	Netelec PB POS	Netelec PB NEG	GB_VS PB POS	GB_VS PB NEG	GB Flex B	GB Flex S	GB_VS PB POS	GB_VS PB NEG		
SOMME		1092.437	-1757.077	1158.810	-2941.802	1500.409	-3948.041	1369.700	581.000	1510.094			769.331
26.10.2021 00:00		9.035	-67.139	7.015	-133.035	3.815	-187.939	77.000	2.000	14.754	-123.878	-9.684	53.122
25.10.2021 00:00		9.384	-92.530	16.998	-139.414	8.548	-214.109	61.100	16.400	11.057	-171.919	-10.939	39.681
24.10.2021 00:00		4.027	-87.882	18.945	-64.428	9.841	-139.180	21.800	21.000	11.615	-140.154	-2.510	42.190
23.10.2021 00:00		9.615	-55.362	36.587	-56.804	25.490	-91.453	9.000	56.200	13.877	-127.040	-1.774	-2.748
22.10.2021 00:00		13.233	-89.129	41.281	-92.756	22.419	-149.790	19.400	9.900	33.384	-151.254	11.613	-23.974
21.10.2021 00:00		85.178	-33.632	146.983	-15.679	216.622	-33.772	0.000	121.100	120.736	-58.986	-12.428	-35.587
20.10.2021 00:00		37.073	-35.416	157.107	-5.036	168.220	-14.491	0.000	59.800	117.740	-23.811	-10.964	-1.464
19.10.2021 00:00		18.093	-44.086	33.540	-75.612	29.525	-97.591	0.000	0.000	29.525	-97.591	95.886	70.673
18.10.2021 00:00		39.354	-23.065	88.604	-7.888	109.059	-12.054	0.000	45.100	81.512	-29.607	0.000	-25.214
17.10.2021 00:00		16.219	-39.180	92.172	-18.969	79.871	-29.629	0.000	78.300	39.090	-67.148	0.000	9.994
16.10.2021 00:00		19.256	-54.235	7.480	-85.126	12.501	-125.126	20.600	15.700	18.206	-125.931	27.547	-17.553
15.10.2021 00:00		60.319	-30.028	31.952	-50.783	66.496	-55.036	18.400	14.300	66.226	-50.666	40.781	3.261
14.10.2021 00:00		63.818	-69.542	5.175	-123.294	48.961	-172.803	92.400	0.000	73.485	-104.927	-6.511	-37.519
13.10.2021 00:00		61.903	-48.087	36.049	-43.730	77.913	-71.778	64.300	10.900	113.647	-54.113	0.270	4.370
12.10.2021 00:00		75.331	-49.846	6.515	-169.730	50.188	-187.919	98.100	5.000	77.334	-121.964	-24.524	17.666
11.10.2021 00:00		9.444	-115.674	2.358	-147.997	0.908	-252.777	53.200	0.000	2.140	-200.810	35.734	38.808
10.10.2021 00:00		9.112	-71.823	8.375	-106.034	4.210	-164.580	42.700	8.400	5.102	-131.172	27.146	65.954
09.10.2021 00:00		20.356	-54.449	2.977	-163.857	0.277	-195.249	60.000	7.400	3.672	-146.044	-1.232	51.968
08.10.2021 00:00		63.629	-22.367	67.458	-75.893	106.789	-73.962	4.300	10.200	102.941	-76.013	-0.892	33.408
07.10.2021 00:00		57.141	-34.811	99.418	-100.351	138.127	-116.730	48.400	2.200	142.633	-75.036	-3.396	49.204
06.10.2021 00:00		20.199	-48.577	76.052	-103.304	50.435	-106.066	23.600	33.600	32.159	-97.789	3.849	-2.051
05.10.2021 00:00		52.923	-114.967	10.523	-207.846	15.081	-274.447	117.600	4.300	39.658	-185.724	-4.506	41.694
04.10.2021 00:00		23.561	-61.086	8.800	-126.023	16.369	-171.116	27.800	7.500	17.955	-152.403	18.276	64.147
03.10.2021 00:00		7.545	-106.115	30.892	-65.510	18.818	-152.006	29.600	20.500	12.045	-136.132	-24.576	88.724
02.10.2021 00:00		17.204	-84.561	0.457	-120.693	1.820	-189.413	99.100	0.000	15.706	-104.199	17.127	18.713
01.10.2021 00:00		39.451	-45.655	8.933	-104.677	6.570	-108.518	108.100	0.000	48.880	-42.728	6.773	17.328
30.09.2021 00:00		34.175	-42.533	1.468	-171.528	2.856	-181.274	129.800	0.000	25.619	-74.236	-13.886	85.214
29.09.2021 00:00		64.125	-8.918	43.650	-47.559	84.765	-33.467	7.300	14.300	82.929	-38.630	-42.310	65.790
												-22.763	107.037
												1.832	-5.163



Un reporting financier est également fourni chaque début de mois avec le récapitulatif énergétique sur l'ensemble du mois et le gain financier estimé. Voici le rapport du mois d'octobre :

			GBFlex		GB Flex Valais						GB Valais		Gain Financier
			Cout ID B	Revenu ID S	Ratio PSA B	Ratio PSA S	Cout PSA B	Revenu PSA S	Cout ID + PSA B	Revenu ID + PSA S	Cout Tot B	Revenu Tot S	
SOMME [EUR] -->			-219712	117923			-656775	246331	-876486	364254	-785572	257096	16244
			[EUR]	[EUR]	[-]	[-]	[EUR]	[EUR]	[EUR]	[EUR]	[EUR]	[EUR]	
1	10	01.10.2021 00:15	-204.925	0.000	0.00%	100.00%	0.000	390.064	-204.925	390.064	0.000	192.102	
1	10	01.10.2021 00:30	-204.925	0.000	0.00%	100.00%	0.000	189.839	-204.925	189.839	-11.287	0.000	
1	10	01.10.2021 00:45	-204.925	0.000	0.00%	94.69%	0.000	188.384	-204.925	188.384	-7.474	0.000	
1	10	01.10.2021 01:00	-204.925	0.000	0.00%	26.33%	0.000	193.047	-204.925	193.047	0.000	40.063	
1	10	01.10.2021 01:15	-157.925	0.000	0.00%	100.00%	0.000	210.436	-157.925	210.436	0.000	60.031	
1	10	01.10.2021 01:30	-157.925	0.000	0.00%	100.00%	0.000	164.740	-157.925	164.740	0.000	14.335	
1	10	01.10.2021 01:45	-157.925	0.000	0.00%	100.00%	0.000	238.457	-157.925	238.457	0.000	88.052	
1	10	01.10.2021 02:00	-157.925	0.000	0.00%	65.72%	0.000	222.667	-157.925	222.667	0.000	88.124	
1	10	01.10.2021 02:15	-42.623	0.000	78.95%	0.00%	-165.824	0.000	-208.447	0.000	-209.730	0.000	
1	10	01.10.2021 02:30	-42.623	0.000	100.00%	0.00%	-114.950	0.000	-157.572	0.000	-155.542	0.000	
1	10	01.10.2021 02:45	-42.623	0.000	100.00%	0.00%	-214.071	0.000	-256.694	0.000	-254.664	0.000	
1	10	01.10.2021 03:00	-42.623	0.000	100.00%	0.00%	-291.962	0.000	-334.585	0.000	-332.555	0.000	
1	10	01.10.2021 03:15	-166.563	0.000	0.00%	100.00%	0.000	66.317	-166.563	66.317	-138.958	0.000	
1	10	01.10.2021 03:30	-166.563	0.000	0.00%	100.00%	0.000	115.340	-166.563	115.340	-70.927	0.000	
1	10	01.10.2021 03:45	-166.563	0.000	0.00%	100.00%	0.000	1.471	-166.563	1.471	-228.947	0.000	
1	10	01.10.2021 04:00	-166.563	0.000	100.00%	0.00%	-57.487	0.000	-224.049	0.000	-223.936	0.000	
1	10	01.10.2021 04:15	-146.700	0.000	0.00%	100.00%	0.000	287.152	-146.700	287.152	0.000	141.064	
1	10	01.10.2021 04:30	-146.700	0.000	0.00%	100.00%	0.000	94.823	-146.700	94.823	-71.144	0.000	
1	10	01.10.2021 04:45	-146.700	0.000	100.00%	0.00%	-73.904	0.000	-220.604	0.000	-219.992	0.000	
1	10	01.10.2021 05:00	-146.700	0.000	81.06%	0.00%	-426.727	0.000	-573.427	0.000	-583.542	0.000	
1	10	01.10.2021 05:15	-123.250	0.000	0.00%	25.83%	0.000	220.523	-123.250	220.523	0.000	128.420	
1	10	01.10.2021 05:30	-123.250	0.000	0.00%	83.97%	0.000	115.890	-123.250	115.890	-1.317	0.000	
1	10	01.10.2021 05:45	-123.250	0.000	100.00%	0.00%	-54.357	0.000	-177.607	0.000	-173.655	0.000	
1	10	01.10.2021 06:00	-123.250	0.000	20.66%	0.00%	-477.242	0.000	-600.492	0.000	-633.158	0.000	

4.2.1.7. Intégration au reporting du Groupe-Bilan Valais

Toutes les données traitées dans le cadre de GB Flex sont intégrées au reporting du GB Valais. Ces informations servent à répartir les transactions d'équilibrage effectuées en ID et l'ensemble des coûts liés à l'énergie d'ajustement entre les partenaires.

Un fichier contenant toutes les informations sur une période roulante de 5 jours est importé chaque jour. Voici ci-après, un extrait des informations :

Datetime	fmv_real	fmv_program	fmv_prediction	fmv_in	fmv_min	fmv_max
jj/mm/aaaa hh:00						
Heure concernée	Données mesurées non-validées	Prévision DA	Prévision ID	Participation (oui/non)	Seuil min	Seuil max
inera_real	inera_program	inera_prediction	inera_in	inera_min	inera_max	oiken_real
Données mesurées non-validées	Prévision DA	Prévision ID	Participation (oui/non)	Seuil min	Seuil max	Données mesurées non-validées
oiken_program	oiken_prediction	oiken_in	oiken_min	oiken_max	gbflex_min	gbflex_max
Prévision DA	Prévision ID	Participation (oui/non)	Seuil min	Seuil max	Seuil min	Seuil max
gbflex_imbalance	transaction_id	price_id				
EA transmis à l'autotrader	Transaction intraday réalisée	Prix de la transaction Euro/MWh				



4.2.2 Gestion du risque

Le risque principal est une perte financière due à des mauvaises décisions d'équilibrage. Cela survient lorsque les prévisions intraday sont moins bonnes que les prévisions day-ahead. Voici ci-après, les différentes mesures prises pour mitiger ce risque.

4.2.2.1. Contrat

D'un point de vue contractuel, la responsabilité des données est assumée par chaque partenaire. La répartition des actions effectuées en intraday est décrite au chapitre « 4.2.3 Règles de répartition et modifications contractuelles ».

Globalement, les achats/ventes effectués sur le marché EPEX SPOT (intraday) sont assumés par les partenaires provoquant le déséquilibre. Les dommages collatéraux d'une mauvaise prévision d'un des partenaires sur les autres sont difficilement quantifiables. Cela provoque une quantité d'énergie d'ajustement plus grande pour le groupe-bilan, donc des coûts potentiellement plus grands à répartir de manière solidaire. Néanmoins, si les autres partenaires ont réussi à diminuer leur propre écart, le manque à gagner qu'ils devront supporter sera plus faible voire inexistant. Ainsi indépendamment du résultat des autres, le fait de pouvoir diminuer son propre écart en intraday avec de bonnes prévisions, sera toujours bénéfique.

4.2.2.2. Configuration

Le système offre une série de limites, comme décrit au chapitre « 4.2.1.1 Schéma fonctionnel et configuration », pour diminuer le risque

- Possibilité de choisir de prendre part au mécanisme d'équilibrage pour chaque partenaire
- Indication de limite MIN et MAX afin de ne pas prendre en compte ou de réduire le déséquilibre pour chaque partenaire
- Possibilité de désactiver le système GB Flex
- Indication de limite MIN et MAX au niveau du groupe-bilan afin de ne pas prendre en compte le déséquilibre ou de le réduire
- Limitation des prix d'achat et de vente sur les marchés

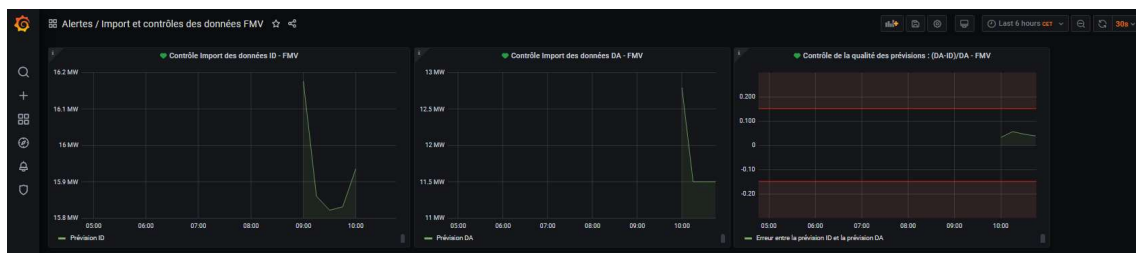
L'auto-trader possède également une limite de transaction horaire qui a été définie contractuellement.

4.2.2.3. Alertes

Un système d'alertes a été mis en place pour chaque partenaire afin :

- De vérifier que les nouvelles prévisions intraday sont bien transmises chaque heure
- De vérifier la bonne importation des prévisions day-ahead
- D'indiquer si l'écart entre les prévisions day-ahead et intraday dépassent un certain seuil

Les alertes sont transmises par eMail ou par l'application Telegram, et visibles sur les tableaux de bords de chaque partenaire :





4.2.2.4. Logiciel

D'un point de vue logiciel, GB Flex prend la dernière prévision intraday transmise par le partenaire. Si, pour diverses raisons, celle-ci n'a pas été envoyée pour la dernière heure, le système prend la prévision transmise deux heures auparavant. Et ainsi de suite, jusqu'à prendre la prévision day-ahead est de ne plus faire d'écart. Nous sommes partis du principe que toutes prévisions faites après la prévision day-ahead étaient de meilleure qualité.

4.2.2.5. Reporting

Le reporting, comme décrit au chapitre « 4.2.1.6 Reporting journalier et mensuel », permet de suivre jour après jour la qualité du système en calculant le gain (ou la perte) énergétique de la veille. La règle suivante a été décrétée, si GB Flex fait durant 3 jours consécutifs une perte énergétique, alors le système est arrêté afin d'analyser la cause. Sur les 150 jours d'activités de GB Flex, cette situation s'est produite une fois. La cause était une dégradation des prévisions d'un des partenaires due à de mauvaises données en entrée du modèle (manque de fiabilité des prévisions météo et/ou données réelles de consommation incomplètes).

4.2.3 Règles de répartition et modifications contractuelles

[extrait du contrat du groupe-bilan Valais, rédigé par Gaëtan Wuilloud]

Le principe de répartition suivante est appliqué : le montant de la transaction est réparti au prix unitaire de la transaction pour le déséquilibre du groupe-bilan et au prix EPEX SPOT (day-ahead) pour le foisonnement entre les sous-groupe-bilans.

Le montant de la transaction est donc réparti entre chaque sous-groupe-bilan.

Ce modèle est privilégié à d'autres modèles envisagés, la mise en place étant simple et le fait de pouvoir biaiser les positions pour un sous-groupe-bilan étant impossible.

4.3 Système multi-agents

Le système multi-agent est une version futuriste de GB Flex. L'objectif est d'étudier qu'est-ce que la décentralisation des actions par l'utilisation de systèmes agents et de la blockchain pourraient amener au groupe-bilan. Le détail de l'étude est contenu dans l'annexe 2 au chapitre « 12.2. Annexe 2 – Rapport HES-SO ». Voici ci-dessous le résumé.

[rédigé par Davide Calvaresi]

In the GB-Flex project, the HES-SO Valais/Wallis team has demonstrated that hybrid solutions are a promising direction balancing a Balance Group (BG). Their implementation is economically efficient and technically feasible, offers a reasonable foundation for further technological and organizational developments, and provides scalability and transferability to other BGs.

More in detail, our first contribution is the investigation of the decision-making balancing processes, outcomes, effects, and potential characteristics. The main insights of our analysis are:

- **Purely centralized** solutions can provide theoretically optimal outcomes but have proven to be hard to implement. In particular, we refer to aspects such as the needed efforts for data integration and the organizational agreements among the partners, indicating that this approach is not scalable nor transferrable to realities that do not already have a strong hierarchical structure.
- **Purely decentralized** solutions are more likely to generate higher balancing costs. Hence, purely decentralized balancing for SBGs is often expensive, given that fully automated and



easy-to-deploy solutions for automated balancing are not available today. While projects like GB-Flex investigate the needed technology and insights for such types of systems, which are currently non-existing, and therefore in a near-/mid-future, this approach seems to be not desirable.

- **Hybrid** solutions, which combine elements from centralized and decentralized approaches, constitute a promising future direction.

Based on the simulator built within the project, we have investigated the potential for hybrid solutions in the BG-Valais. We have tested different strategies and demonstrated that effective solutions can be found if agents act actively towards the balancing. By testing the effects of deviating from a commonly agreed-on strategy, we have shown that independent of the SBG, a partner that will not work actively towards balancing itself (and therefore also contributes to the BG) will suffer financially. Thus, we can see that agents-based balancing is possible, and the interest of each agent mirrors its represented SBG. Therefore, such companies have the authority to make local decisions while they are also incentivized to contribute to reaching common goals and minimize their costs/increase their profits. Furthermore, a hybrid solution does not require a data integration shared among all the partners nor organizational agreements (e.g., on cost distributions). Consequently, we have shown that hybrid balancing solutions are feasible, and they match the interest of the SBG, as they can provide benefits similar to a centralized solution while avoiding its main drawbacks.

The second contribution demonstrates how agreements made by software agents regarding the needed balancing can be automatically stored on a Blockchain. Encoding these agreements in blockchain allows for their automated execution and financial clearing. Indeed, by delegating the partners' agreements to a blockchain (preferably a private one shared among the partners), the taken decisions are transparent to all members of the BG and tamper-proof. Our contribution shows that this use case for blockchains is not only a theoretical option. Hence, it can be feasibility implemented and provides a reasonable processing speed to handle the needs of a BG. Thus, we can conclude that this approach supports both the further automation of balancing and the implementations of hybrid and decentralized solutions for the balancing in BGs.

4.4 Les résultats obtenus

4.4.1 Périmètre de GB Flex et GB Valais

Il est important de faire la distinction entre le périmètre actuel de GB Flex et le périmètre complet du GB Valais. Alors que le GB Valais représente l'ensemble de la charge (production et consommation), le périmètre de GB Flex contient les mesures de consommation et uniquement certain type de production, les grosses productions sont actuellement exclues (comme expliqué au point 2 du chapitre « 1.2.2 Justification du projet »). GB Flex est donc un sous-ensemble du GB Valais. Ces deux périmètres seront à terme les mêmes (cf chapitre 6.3 « Préviation de la production »). Le périmètre GB Flex représente ~75% de GB Valais.

Cependant, les résultats énergétiques et financiers prennent en compte l'influence de l'ensemble de la charge (y compris la grosse production) dans le calcul final. Nous avons estimé que la non-prise en compte de la production péjorait les résultats énergétiques et financiers de GB Flex de l'ordre de 10%.

4.4.2 Résultats énergétiques et financiers

Les résultats présentés comprennent la période d'activité de GB Flex jusqu'à l'écriture de ce rapport :

- Du 25.04 au 30.04



- Du 28.05 au 15.09
- Du 28.09 au 28.10

Durant cette période GB Flex a été actif uniquement sur le marché EPEX SPOT (intraday) en Suisse.

Les chiffres clés sont les suivants :

- GB Flex a été actif 156 jours et a effectué plus de 1'500 transactions.
- Le chiffre d'affaires (CA) des achats et des ventes se monte à EUR 800'000
- La diminution de l'énergie d'ajustement pour le GB Valais se monte à 2.7 GWh pour un gain estimé (économie de coût) de EUR 65'000

Mois	Activités GB Flex		Transactions ID (MWh)		Chiffre affaire ID (Eur)		Gain GB Flex	
	#jours	#transactions	Achat	Vente	Achat	Vente	MWh	Eur
Avril	7	106	0	597	0	35 819	406	8 243
Mai	7	44	14	197	926	12 680	168	2 714
Juin	30	270	781	304	64 325	21 579	285	7 599
Juillet	31	352	1 216	374	104 865	26 580	569	16 148
Août	31	207	850	203	73 643	17 137	478	10 506
Septembre	23	217	757	129	105 355	16 908	174	3 871
Octobre	27	380	1 141	558	219 712	117 923	631	16 244
Total	156	1 576	4 759	2 362	568 826	248 626	2 711	65 325

4.4.3 Mesures des objectifs

Ce chapitre fait le lien entre les différentes mesures des objectifs annoncées en début de projet et décrites au chapitre « 1.3 Objectifs du projet » et les résultats obtenus.

4.4.3.1. Mesure de la qualité des prévisions

Les améliorations suivantes ont été mesurées chez les partenaires entre leur prévision day-ahead et intraday sur la période d'activité de GB Flex et sur le périmètre de GB Flex :

- Objectif à atteindre : ~30%
- Mesure : 21.4 %

	A	B	P	Q	R	Y	Z	AA
1						PMAD	PMAD	Amélioration
2						4.7%	6.0%	21.4%
3	Filtre Jour	Time	GBFlex ID	GBFlex réel		GB ID	GB DA	
7967	25.04.2021	25.04.2021 00:00	115.40	108.75		0.06111152	0.16919229	
7968	25.04.2021	25.04.2021 00:15	113.04	107.49		0.05161266	0.06021787	
7969	25.04.2021	25.04.2021 00:30	111.57	105.44		0.05811781	0.0808509	
7970	25.04.2021	25.04.2021 00:45	110.68	102.29		0.08202571	0.11420052	
7971	25.04.2021	25.04.2021 01:00	109.54	100.52		0.08975775	0.13382082	

La qualité des prévisions intraday est le « driver » principal des résultats énergétiques. La mesure est plus basse que prévue. Celle-ci devrait se faire sur une année civile complète pour être représentative.

4.4.3.2. Mesure du gain financier et de l'énergie d'ajustement économisée

La diminution réelle de l'énergie d'ajustement sur la période d'activité de GB Flex est de 2.7 GWh.

Durant cette période, l'énergie d'ajustement totale avant les actions de GB Flex ont été de :

- 24.7 GWh pour GB Valais
- 14.3 GWh pour GB Flex



1					EA		EA	
2				GB Valais	24 698.52	GB Flex	14 315.98	
3				PSA GB VS	PSA GB Flex A	ABS GB VS	PSA GB Flex A	ABS GB Flex A
7967	25.04.2021	00:00:00		22.20	12.20	22.20	7.80	7.80
7968	25.04.2021	00:15:00		18.31	18.31	18.31	0.00	0.00

L'objectif à atteindre est de 20 à 25% de diminution de l'énergie d'ajustement. Les mesures sont les suivantes :

- 10.9 % pour GB Valais ($2.7 / 24.698 * 100$)
- 18.9 % pour GB Flex ($2.7 / 14.315 * 100$)

Sur le périmètre de GB Flex, cette mesure correspond aux attentes. La mise en place de prévision intraday sur les aménagements de production et leur prise en compte dans les actions d'équilibrage devraient fortement augmenter le ratio GB Valais.

A noter également, que le système GB Flex est actuellement limité à 10 MW (gestion de risque). L'augmentation de cette limite aura également un impact positif sur les gains énergétiques et par conséquent les surcoûts financiers.

4.4.3.3. Mesure de la valorisation de la flexibilité

Aucune mesure ne peut être calculée pour le moment.

La place de marché interne de flexibilité n'était pas disponible durant la période d'activité de GB Flex. Celle-ci sera mise en place à la fin de l'année avec la livraison finale du projet par Icare.

4.4.3.4. Mesure de la stabilité du réseau

Aucune mesure ne peut être calculée pour le moment.

Cette mesure est fortement liée à la précédente.

4.5 Regard critique

4.5.1 Mesure de la qualité des prévisions

Le gain de 21% de la qualité des prévisions intraday, présenté au chapitre précédent, est un peu en dessous de l'objectif fixé de 30%. La cause principale est la période limitée de l'activité de GB Flex qui ne couvre pas l'année entière, dont les mois charnières de l'hiver et du début du printemps.

Plus les prévisions intraday seront précises, plus l'énergie d'ajustement sera réduite. Il est fort probable que les variations intra-journalières seront de plus en plus marquées avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables telles que le photovoltaïque et l'éolien.

Il est impératif d'étendre les prévisions aux ouvrages de production, et notamment aux ouvrages au fil de l'eau. Des premières mesures sur l'utilisation de prévision de débit en intraday, fournie par un prestataire sur certains aménagements au fil de l'eau (moins de 10 MW), ont montré un potentiel important de réduction de l'énergie d'ajustement. Le grand défi sera la mise en place de prévision en intraday notamment pour les ouvrages de FMV au fil du Rhône. Ces ouvrages sont dépendants de nombreux facteurs (les cours d'eau des vallées latérales, la production des centrales de partenaires etc.), et peu de mesures directes en amont sont facilement disponibles et exploitables.

4.5.2 Mesure du gain financier et de l'énergie d'ajustement économisée

Sur le périmètre GB Flex, le gain énergétique est conforme aux attentes fixées à 20%. Mis à l'échelle du périmètre de GB Valais, le ratio ne se monte plus qu'à 10%, ce qui est normal compte tenu que la production n'est pas prise en compte.



Il est cependant intéressant de constater que le non-prise en considération de la production n'a que peu d'influence sur la diminution de l'énergie d'ajustement. Nos études avaient montré une péjoration de 10%. Sur nos simulations théoriques concernant la période du 01.02.2021 au 31.10.2021, cette péjoration se situe en peu au-dessous de 10% ($8.2\% = 6'781.56 \text{ MWh} / 7'393.06 \text{ MWh} * 100$). Ce calcul se base sur le ratio entre la diminution de l'énergie d'ajustement de GB Valais (6'781.56 MWh) et celui de GB Flex (7'393.06 MWh).

1					MW			MW
2				GB Valais	6 781.56		GB Flex	7 393.06
3			PSA GB VS	PSA GB Flex A	Gain GB VS	PSA GB Flex	PSA GB Flex A	Gain GB Flex
4	01.02.2021	00:15:00	-0.27	-10.17	-9.91	7.36	-2.55	4.80
5	01.02.2021	00:30:00	4.10	-5.90	-1.79	9.57	-0.43	9.14

Sur la période plus restreinte de l'activation de GB Flex, l'impact de la production a même un effet positif sur les résultats. C'est-à-dire que les actions prises diminuent plus fortement l'énergie d'ajustement de GB Valais (3'184.82 MW), que de GB Flex (2'806.66).

1					MW			MW
2				GB Valais	3 184.82		GB Flex	2 806.66
3			PSA GB VS	PSA GB Flex A	Gain GB VS	PSA GB Flex	PSA GB Flex A	Gain GB Flex
7967	25.04.2021	00:00:00	22.20	12.20	10.00	17.80	7.80	10.00
7968	25.04.2021	00:15:00	18.31	18.31	0.00	0.00	0.00	0.00
7969	25.04.2021	00:30:00	18.13	16.08	0.00	8.29	6.24	0.00

Sur le tableau ci-dessus, il est intéressant de constater que la simulation théorique, principalement sur les prises de position sur le marché EPEX SPOT (intraday), montre une diminution de 2'806.66 MWh, ce qui correspond à la réalité calculée en fonction des transactions effectivement passées : 2'711 MWh.

Comme énoncé, la mise en place de limites plus grandes, au niveau des partenaires et du groupe-bilan Valais, améliore également le gain énergétique. Le gain énergétique calculé, sur le périmètre de GB Flex, avec des limites à 15 MW, pour la période du 01.02.2021 au 31.10.2021, est augmenté de l'ordre de 6.5% ($7'393.06 \text{ MWh} / 7'900.73 \text{ MWh} * 100$).

					MW			MW
				GB Valais	7 162.20		GB Flex	7 900.73
			PSA GB VS	PSA GB Flex A	Gain GB VS	PSA GB Flex	PSA GB Flex A	Gain GB Flex
	01.02.2021	00:15:00	-0.27	-10.17	-9.91	7.36	-2.55	4.80
	01.02.2021	00:30:00	4.10	-6.48	-2.37	9.57	-1.01	8.56

En revanche, l'évaluation de l'économie financière est plus complexe à calculer. En effet, il s'agit de comparer une situation qui a eu effectivement lieu, avec une autre qui est théorique. Prenons l'exemple suivant avec un équilibrage de GB Flex :

- EA réelle avant l'action de GB Flex : 10 MW
- Achat de GB Flex sur le marché EPEX SPOT (intraday) : - 12 MW
- EA réelle après l'activation de GB Flex : -2 MW

Nous pouvons calculer le résultat de cette action, en prenant en compte : le coût de l'achat sur le marché des 12 MW, la quantité de l'EA (2 MW) que le groupe-bilan Valais a réussi à vendre lors du PSA au prix EPEX SPOT (day-ahead), et le solde restant vendu au prix Swissgrid Long.

Ce résultat doit être comparé au coût de l'action qui aurait été fait sans GB Flex. Si la différence énergétique entre les deux situations est facilement calculable (gain de 8 MW entre une position courte de 10 MW avant l'action GB Flex et une position longue de -2 MW grâce à GB Flex), quel aurait été le coût d'amener une position courte de 10 MW au PSA ? Quel part de ces 10 MW aurait pu être échangé avec les partenaires lors du PSA ? Le problème réside dans le calcul du pourcentage de PSA (entre 0 et 100%) sur une situation qui n'a pas eu lieu : c'est-à-dire la prise en compte de la position de l'EA avant GB Flex pour le PSA.



Nous avons appliqué le principe suivant :

- Si la position du GB Valais après GB Flex est du même signe que la position avant GB Flex, nous prenons le même pourcentage de PSA
- Dans le cas contraire, nous prenons « l'inverse » du pourcentage de PSA réalisé, c'est-à-dire : $1 - \text{le pourcentage réalisé}$.

Nous avons opté pour cette solution, car le pourcentage de PSA est fortement variable. Il est souvent soit proche de 100%, soit proche de 0%. Compte tenu qu'il exprime la facilité ou la difficulté de vendre ou d'acheter, nous sommes partis du principe que si personne ne souhaite acheter (par exemple) notre énergie au PSA, la position inverse aurait facilement été vendue.

4.5.3 Mesure de la valorisation de la flexibilité

La version finale livrée contient une place de marché fonctionnelle et prête à l'emploi. En revanche, nous n'avons pas de retour sur les quantités qui auraient pu être traitées sur celle-ci. Les travaux sont encore longs et complexes chez les partenaires afin de développer toute la mécanique autour de la flexibilité. Ce point a été clairement sous-estimé.

S'il est facilement possible aux partenaires de déposer des offres, cette action se fera de manière ponctuelle et non automatisée.

Néanmoins, cette place de marché sert d'incitation aux partenaires pour développer et justifier des projets développant de la flexibilité, et notamment de la petite flexibilité (entre 100 kW et 1'000 kW) qui a aujourd'hui peu de marché.

Une description des enseignements tirés et des prochaines étapes sont décrits respectivement au chapitre 5 et 6.

4.5.4 Mesure de la stabilité du réseau

Sans l'utilisation de cette place de marché, la mesure de la stabilité du réseau ne peut pas être appréhendée. L'idée demeure toujours de créer un marché de réglage interne au groupe-bilan, de manière identique et en complément de celui de Swissgrid, ayant comme but d'effectuer un équilibrage local et de proximité.



5 Conclusions et résumé

5.1 Résumé

Les chiffres clés sont les suivants :

- GB Flex a été actif 156 jours et a effectué plus de 1'500 transactions.
- Le chiffre d'affaires (CA) des achats et des ventes est de EUR 800'000
- La diminution de l'énergie d'ajustement pour le GB Valais se monte à 2.7 GWh pour un gain estimé à EUR 65'000

Mois	Activités GB Flex		Transactions ID (MWh)		Chiffre affaire ID (Eur)		Gain GB Flex	
	#jours	#transactions	Achat	Vente	Achat	Vente	MWh	Eur
Avril	7	106	0	597	0	35 819	406	8 243
Mai	7	44	14	197	926	12 680	168	2 714
Juin	30	270	781	304	64 325	21 579	285	7 599
Juillet	31	352	1 216	374	104 865	26 580	569	16 148
Août	31	207	850	203	73 643	17 137	478	10 506
Septembre	23	217	757	129	105 355	16 908	174	3 871
Octobre	27	380	1 141	558	219 712	117 923	631	16 244
Total	156	1 576	4 759	2 362	568 826	248 626	2 711	65 325

5.2 Risque financier

La mise en œuvre a été faite de manière très précautionneuse, pas à pas, et avec un grand suivi : jour et nuit.

La création du logiciel a demandé beaucoup d'effort afin d'obtenir la robustesse souhaitée. Les phases de tests et de contrôle des valeurs ont été également intenses et fastidieuses.

Les possibilités de configuration, notamment concernant les limites des partenaires et du groupe-bilan, sont nécessaires pour limiter l'exposition financière. Le suivi du reporting quotidien sur les résultats sont également garant de la gestion du risque.

Finalement, avec toutes ces mesures et 150 jours d'activité, le gain énergétique et financier est présent. Courant septembre, nous avons dû intervenir, car les règles de gestion du risque avaient été atteintes avec trois jours consécutifs de perte. La cause était des prévisions intraday péjorées d'un partenaire, probablement dues à des prévisions météo peu fiables ou à des trous dans les données réelles de consommation.

Il est intéressant de constater que les prix d'achat et de vente obtenus sur le marché EPEX SPOT (intraday) sont quasiment identiques au prix day-ahead, malgré des limites plus grandes :

% prix cible fixé à l'achat	105%
% prix cible fixé à la vente	95%
% prix cible réalisé à l'achat	99.8%
% prix cible réalisé à la vente	99.1%



5.3 Utilisation de la flexibilité

La flexibilité est une thématique complexe. Cette thématique a été sous-estimée dans le cadre de ce projet. Bien que le projet offre une solution technique utilisable, les partenaires ne sont pas prêts aujourd'hui à évaluer, transmettre, activer et décompter leur flexibilité de manière automatisée. Certes la solution proposée permet de transmettre de la flexibilité au coup par coup, mais le dessein final est l'automatisation complète de ce processus.

Les processus autour de la flexibilité comprennent notamment ces thèmes :

- L'identification de la flexibilité
- L'évaluation technique et économique sur les prochaines minutes et heures
- L'arbitrage de la flexibilité en fonction des marchés/débouchés à disposition
- La transmission de la proposition de flexibilité
- L'activation de la flexibilité et de l'éventuelle désagrégation
- Le reporting et le contrôle de la flexibilité
- La facturation et les décomptes

La solution en place devrait encourager les partenaires et permettre de justifier que la flexibilité, même petite, peut avoir un débouché et une valeur. GB Flex offre cette possibilité.

La solution visée serait de reproduire à l'échelle du groupe-bilan Valais un mécanisme de réglage, comme Swissgrid, basée sur l'utilisation de la flexibilité indigène et renouvelable. Ce mécanisme compléterait le marché de réglage actuel de Swissgrid avec des règles propres au groupe-bilan Valais : sur les quantités minimales, le prix etc.

L'équilibrage actuel basé uniquement sur le marché EPEX SPOT (intraday) devrait être complété fortement par le choix de l'équilibrage avec de l'énergie indigène.

5.4 Difficulté des tests

Il a été extrêmement difficile de faire une couverture de tests complets. Cette difficulté réside dans le rythme du système qui prend une décision par heure. Comme le système est entièrement automatisé, il n'y a peu d'interaction avec ce dernier, si ce n'est les fichiers de configuration importés chaque heure.

Pour un prochain projet similaire, il conviendrait de mieux appréhender ce point pour pouvoir effectuer des tests sur des périodes plus courtes.



6 Aperçu et mise en œuvre prochaine

6.1 Mise en œuvre de la place de marché

Pour une utilisation de la place de marché, en dehors des travaux à effectuer par chaque partenaire pour l'identification et l'automatisation des processus de flexibilité décrits au chapitre « 5.1 Utilisation de la flexibilité », les partenaires doivent :

- S'entendre sur une clé de répartition de la flexibilité utilisée et modifier le contrat du GB Valais
 - o Le même principe que la répartition financière des transactions intraday pourrait être reprise
- S'accorder sur les règles de contrôle de l'activation
 - o Un principe simple serait de modifier, pour les décomptes, le programme day-ahead et le programme intraday de la quantité de flexibilité activée, afin que l'écart du partenaire soit calculé en fonction de ces nouvelles informations vis-à-vis du réel.
 - o Ainsi, s'il ne respecte pas l'activation, celle-ci lui sera décomptée en énergie d'ajustement à sa charge

A noter que le reporting complet des activités de la place de marché est importé dans notre système de décompte.

6.2 Améliorations fonctionnelles

Certaines fonctionnalités, exprimées et décrites lors de l'analyse, ont été simplifiées ou supprimées. Ces améliorations pourraient faire l'objet d'évolutions futures du système. Il s'agit notamment :

- La fonctionnalité de pré-équilibrage d'un SGB avec sa flexibilité
- La modularité de la configuration des marchés afin de pouvoir agir sur des heures différentes
- Une amélioration de la place de marché afin de pouvoir offrir plusieurs offres distinctes par heure ou de supprimer une offre
- Une meilleure appréciation du prix cible

Ce dernier point devra être au préalable soumis à l'analyse des raisons qui font que « uniquement » 17% des transactions transmises au marché EPEX SPOT (intraday) et 23% de la quantité énergétique ne sont pas réalisées.

% de réussite sur les transactions	83%
% de réussite sur la quantité d'énergie	77%

S'agit-il de vraies opportunités où il aurait fallu aller au-delà du prix cible ? Ou uniquement un manque de liquidité sur le marché ? Avant d'aller plus loin dans la mise en place de cette prévision complexe, une analyse détaillée devra être donnée afin d'évaluer de la pertinence et de la rentabilité d'un tel développement. Cette tâche n'a pas été encore effectuée pour des questions de priorité.

6.3 Prévisions de la production

FMV est actuellement en train de développer les algorithmes nécessaires afin d'augmenter le périmètre de GB Flex et d'y inclure la presque totalité de sa production.



Les premiers aménagements à être inclus seront les aménagements de moins de 10 MW, puis suivront les aménagements au fil du Rhône. La complexité de prédiction de ces derniers est bien plus élevée, car les facteurs d'influence en amont de ces aménagements sont multiples : débit, production de tiers etc.

6.4 Améliorer le reporting

Le reporting et les décomptes actuels sont un frein, voir un obstacle à certaines fonctionnalités, dont la modularité horaire de la configuration des marchés. Le reporting effectué est extrêmement complexe. Un projet de refonte devrait être initié au niveau du groupe-bilan Valais afin de simplifier et d'offrir plus de souplesse au niveau du reporting. Des discussions sont en cours à ce sujet.

6.5 Optimisation de l'utilisation de la flexibilité sur le court terme

Nous avons approché ce projet en n'offrant à la flexibilité que le débouché de l'équilibrage. Cette position pourrait être étendue. Il faudrait offrir à la flexibilité le meilleur débouché en prenant en compte :

- La spécificité du partenaire : distributeur/producteur vs producteur
- La spécificité de la flexibilité : puissance, énergie, nombre d'activations etc.
- Les marchés à disposition : équilibrage du groupe-bilan (GB Flex), intraday (en CH ou en Europe), marché des services systèmes (SDL), marché intégré, autres

Le groupe-bilan pourrait :

- être l'agrégateur de cette flexibilité,
- offrir l'accès à ces marchés
- et/ou faire l'arbitrage entre ces marchés.



7 Coopération nationale et internationale

7.1 Icare

L'institut de recherche Icare a effectué le développement informatique du système GB Flex. Il a également essayé de mettre en place un algorithme de machine learning pour prédire l'énergie d'ajustement.

Dans un premier temps, Icare assurera la maintenance corrective et adaptative du logiciel.

7.2 HES-SO Valais/Wallis

La HES-SO Valais/Wallis a mis en place un prototype simulant via des agents intelligents les participants à un groupe-bilan. Le prototype mis en place explore les conséquences sur le groupe-bilan et les sous-groupes-bilan de différentes stratégies (agressives ou participatives) pouvant être prises par les partenaires.

L'institut a également décrit les avantages et inconvénients d'une solution totalement centralisée, comme c'est le cas actuellement, avec une solution décentralisée ou hybride, au travers l'utilisation de la blockchain.

7.3 Electron

Electron a animé les réunions afin de pouvoir décider, puis décrire, les différentes règles devant être mises en place afin d'avoir un design de marché en adéquation avec les attentes du groupe-bilan Valais.



8 Planning

Le planning initial a été globalement respecté, malgré un réajustement intervenu en cours de projet en termes de gouvernance, qui a eu comme conséquence négative la simplification de certaines fonctionnalités souhaitées par les partenaires, mais qui a permis de terminer le projet à temps.

Les principaux ajustements ont été les suivants :

- Des tâches importantes pour la mise en œuvre du projet (« WP4 – Mise en œuvre ») prévues fin 2021, ont déjà été réalisées en 2020 pour la mise en place du système expert simple
- Le « WP1 – Market design » a tenu le planning, malgré la situation sanitaire particulière du début 2020.
- En raison des tâches déjà réalisées dans le « WP4 – Mise en œuvre » en ce début d'année, les « WP2 – Système expert » et « WP3 – Marché interne » ont été retardés. Ce décalage ne provoque pas de retard dans la livraison finale du projet.
- Certaines activités du « WP3 – Marché interne », dont notamment l'intégration totalement automatisée des mécanismes de gestion de la flexibilité chez les partenaires (activation, transmission des offres, calcul du prix cible etc.) vont perdurer au-delà du projet

Activités	Début	Fin prévue	Fin replanifiée	2019	2020	2021	2022
WP0 - Coordination et gestion du projet	30.09.2020	31.10.2021	31.10.2021				
WP1 - Design et définition de la place de marché	30.11.2019	30.04.2021	30.06.2020				
WP2 – Système expert d'arbitrage et d'automatisation des transactions	31.12.2019	31.03.2021	30.09.2021				
WP3 - Marché de flexibilité	28.02.2020	31.12.2020	30.06.2021			 	
WP4 - Mise en œuvre et déploiement	31.12.2020	31.10.2021	31.10.2021			 	
 Planning initial							
 Planning revu au 30.07.2020							
 Activités étendues au-delà du projet							



9 Communication

N/A

10 Publications

N/A

11 Bibliographie

Une bibliographie est renseignée dans les annexes.



12 Annexes

12.1 Annexe 1 - Rapport de l'icare



Research Report

Prediction of Price of Adjustment Energy

Project GBFlex

Version 1.1 - 17.12.2021

Abstract

The Pain

Reducing imbalance via Epex "at all costs" sometimes ends up being more expensive than simply not trading in Intraday (ID) and going to Post-Schedule Adjustment (PSA) and Swissgrid (SG).

Objective

Predicting Adjustment Energy prices (PSA and SG) more accurately, to better estimate costs.

Results

Unfortunately, the predictions we obtained are not accurate enough to be of any practical use. More about this in [conclusion](#) of this document.

Authors

Institut de recherche Icare TechnoArk 10 3960 Sierre Suisse T. +41 (0)27 456 33 80	Valentin Décaillet <decaillet@icare.ch>
---	---

Document history

Date	Version	Status	Comment
17.09.2021	0.1	Draft	Initial draft
07.10.2021	0.9	Draft	Finalize Layout
11.10.2021	1.0	Released	Final version
17.12.2021	1.1	Released	Remove flag "confidential"

Table of content

Abstract	2
The Pain	2
Objective	2
Results	2
Authors	2
Document history	2
Table of content	3
Miscellaneous	6
Abbreviations used in this document	6
Code repository	6
Dataset	6
Domain Knowledge	8
Adjustment Energy	8
Swissgrid price	8
Official "formula"	8
Notes	9
Usable formula	9
PSA-price	10
Data availability (timeline)	11
Spot ID price	11
Spot DA price	11
SRE, TRE and SG official prices	11
SRE, TRE and CH imbalance official quantities	11
TRE offers	11
Research	12
The plan	12
Avoiding the "big black box"	12
Prediction model (schema)	12
Predictions about the recent past (h-1 and earlier)	13
Initial version of the plan	13
No weather forecasts	14
PSA ratio is not constant	14
No prediction of SRE quantity	14
Rework algo #1	15
Rework algo #2	15
Data mining	16
TERRE	16
Metrics	16
SRE vs TRE quantities	16
Metrics	16

SRE's impact on SG-price	16
Metrics	16
Weekly min and max	17
Metrics	17
PSA-ratio outside of expected range	17
Metrics	17
Approximate PSA with its average	18
Metrics	18
Distribution of PSA-ratio	19
Metrics	19
Resampling PSA to full-hour	20
Metrics	21
TRE offers resampling	22
Metrics	22
Machine learning	23
ML Model evaluation	23
WMAPE	23
Accuracy and overfitting	23
Why bother with overfitting?	24
Sampling frequencies '15min' vs '1h'	24
Gradient Boosting	26
LGBM vs explicit SG formula	26
LGBM for TRE Quantity	26
Overview	26
Features' relevance	27
Recent TRE history	27
Spot market data	27
Weather data	27
LGBM for TRE offers	28
Overview	28
Discussion	28
Not accurate for large TRE quantities	28
TRE+/- asymmetry	29
Overfitting	29
LGBM for PSA	30
Overview	30
Discussion	30
TRE and SRE	30
Overfitting	30
Spot market data	30
Leads for further research	31
Abandoned ideas	31
R2-analysis	31
Predict CH-imbalance à-la-NBM	32
Ideas not yet tested	33

Use weather data	33
Better handling of infinities	33
Use temporal data	34
Better data mining for PSA	34
Use sampling frequency '15min' for PSA	35
Use other ML-algorithms	35
Predict when accuracy is low	36
Conclusion	37
Results	37
Further research	37
Appendices	38
Code execution results	38
LGBM for PSA ratio	38
LGBM for TRE offers	40
LGBM for TRE quantity	42
LGBM vs explicit SG formula	43
PSA data mining	44
R2-analysis	50
SRE assumptions analysis	51
TERRE-removal analysis	52
TRE and SRE data mining	53
TRE-resampling analysis	54
TRE-resampling explanation	55

Miscellaneous

Abbreviations used in this document

AE	Adjustment Energy (more info)
SG	Swissgrid (more info)
GBVS	Groupe Bilan Valais (the balance group of Valais)
PSA	Post-Schedule Adjustment (more info)
ID	Intraday
DA	Day Ahead
PRE	Primärregelungsenergie (Primary control energy)
SRE	Sekundärregelungsenergie (Secondary control energy)
TRE	Tertiärregelungsenergie (Tertiary control energy)
CH	Switzerland
ML	Machine Learning
h-x	x hour(s) before "now" (the time of prediction)
h+x	x hours after "now" (the time of prediction)
WMAPE	Weighted Mean Average Percentage Error (more info)

Code repository

The source-code supporting the claims made in this document is hosted on [Icare's GitLab](#).

For convenience, it also contains a copy of the [data](#) we used, as CSVs. Access can be granted upon request.

Dataset

The dataset used by the project is stored [here](#), including exact information on how they were collected.

Generally speaking, the test data are time series over the year 2020. This choice was primarily motivated by the ease of access of 2020 data (older data would have been harder to find, newer data were not yet available when we started)

It would be relatively easy to extend the dataset and reuse the code, should we choose to do so at a later point.

We have not attempted to correct for bias that may have been introduced by the global covid pandemic (which was very much underway during 2020), mostly because it would be premature, given [our poor results so far](#).

If, at a later point, we get more promising results, we will need to validate them by simply extending the period in the dataset and including pre-pandemic data points: covid-related bias, if any, would then become apparent.

Domain Knowledge

Adjustment Energy

To ensure [grid stability](#), Swissgrid demands that Balance Groups (such as GBVS) announce in advance how much energy they are going to produce or consume. Inevitably, they cannot get it perfectly right, and must therefore purchase or sell adjustment energy after the fact. This takes two forms: [PSA](#) and [SG adjustment](#).

In this document, AE simply refers to both simultaneously (AE-costs is the sum of the costs induced by SG adjustment and PSA, AE-price is the weighted average between SG-price and PSA-price, etc.)

Swissgrid price¹

Official “formula”

Le tableau ci-après illustre la procédure d'attribution:

Groupe-bilan	short (déficit)	RGB paie (A + P ₁) * α ₁	A = max (P _{spot} ; P _{sek+} ; P _{ter+})
	long (excédent)	RGB perçoit (B – P ₂) * α ₂	B = min (P _{spot} ; P _{sek-} ; P _{ter-})

Avec les facteurs alpha suivants:	α ₁	1.1
	α ₂	0.9
Avec les prix de base suivants:	P ₁	1 ct/kWh
	P ₂	0.5 ct/kWh

Remarque:

1. Dans le calcul des prix A et B, il faut noter que les prix de P_{sek} et de P_{ter} seront seulement appliqués si le réglage secondaire et tertiaire a été utilisé dans la direction pertinente.
2. P_{spot} est le prix boursier Swissix Day Ahead pour le quart d'heure donné.
3. P_{sek} est le prix pour l'énergie de réglage secondaire dans le quart d'heure donné.
4. P_{ter,/+} est défini comme le prix moyen pondéré de l'énergie de réglage tertiaire que se procure Swissgrid en un quart d'heure pour le réglage tertiaire dans la zone de réglage suisse..⁴

¹ Technically, there are two Swissgrid prices: SG-long and SG-short. In this document, when referring to “SG-price”, we mean both or whichever is applicable, depending on the context.

Indemnisation de l'énergie	Selon le signal de réglage moyen sur une période 15 minutes et dissocié en fonction du sens de fourniture Prix horaire SwissIX positif: Appel SRE positif (flux d'énergie: fournisseur → Swissgrid): Prix horaire SwissIX + 20% mais base hebdomadaire minimale (flux de trésorerie: Swissgrid → fournisseur) Appel SRE négatif (flux d'énergie: Swissgrid > fournisseur): Prix horaire SwissIX - 20% mais base hebdomadaire maximale (flux de trésorerie: fournisseur → Swissgrid) Prix horaire SwissIX négatif: Appel SRE positif (flux d'énergie: fournisseur > Swissgrid): Prix horaire SwissIX - 20% mais base hebdomadaire minimale* (flux de trésorerie: Swissgrid → fournisseur) Appel SRE négatif (flux d'énergie: Swissgrid > fournisseur): Prix horaire SwissIX + 20% mais base hebdomadaire maximale* (flux de trésorerie: Swissgrid → fournisseur) *en tenant compte des prix avec signe
----------------------------	--

Notes

Strictly speaking, the above is not a *formula*, as it refers to minimum and maximum weekly basis ("base hebdomadaire minimale" and "base hebdomadaire maximale"), which are not explicitly defined. More about this [later](#).

The above screenshots were kindly provided by Yvan Bétrisey (FMV), in his document "OutilEA - Icare.xlsx".²

Usable formula

In this project, we'll use the following formula for SG-price (in CHF/MW):

$$SG_{long} = (\min(spot_{DA}, sre_-, tre_+) - 5) \cdot 0.9$$

$$SG_{short} = (\max(spot_{DA}, sre_+, tre_-) + 10) \cdot 1.1$$

where:

$spot_{DA}$ is the [spot DA price](#)

sre_- and sre_+ are the prices of [SRE energy](#), defined as:

$sre_- = 0.8 \cdot spot_{DA}$ if there was negative SRE energy, else removed from min

$sre_+ = 1.2 \cdot spot_{DA}$ if there was positive SRE energy, else removed from max

tre_- and tre_+ are the prices of TRE energy, defined as:

the weighted average price of the activated negative/positive [TRE offers](#).

This version of the formula is implemented [here](#), and simply ignores [weekly min and max](#).

² Copy of said document available [here](#) (access restriction may apply).

PSA-price

After the fact, when the balance groups know exactly how much adjustment energy they'll need to buy/sell, but before official Swissgrid prices are published, balance groups proceed with PSA.

GBVS has bilateral PSA-contracts with a few other balance groups, stating that, if GBVS and the other balance group have imbalance in opposite directions (one is short, the other is long), they'll trade energy at SPOT DA price. GBVS moves to the next PSA-partner until it either has no imbalance left to trade, or no partner left to trade with.

The relative amount of energy that GBVS manages to trade in PSA is called *PSA-ratio* (see formal definition [below](#))

Data availability (timeline)

Spot ID price

Source: Epex Spot FTP
FMV ref³: 4 ID Indice

Details unclear, but they are basically updates for the current day.
Typically available with almost no latency.

Spot DA price

Source: eSales -> bus -> FTP
FMV ref⁴: 3 SPOT

Available daily, around 12h32, for the following day (midnight to midnight)

SRE, TRE and SG official prices

Source: [relevant swissgrid.ch page](#)
FMV ref⁵: 14 Prix EA Swissgrid

Available around a month later. Details may vary, but basically, this can only be used as targets in a training set, never as features.

SRE, TRE and CH imbalance official quantities

Source: [CSV download link](#) (see also: [relevant swissgrid.ch page](#))
FMV ref⁶: 12 appel SDL

Available hourly, from h-25 to h-1.

TRE offers

Source: [CSV download link](#) (see also [relevant swissgrid.ch page](#))
FMV ref⁷: 13 Offre activation Swissgrid

Available hourly, from h-25 to h-1.

³ Refers to FMV's document "ListeDesInterfaces.xlsx". Original document maintained by FMV; copy available [here](#) (access restriction may apply).

⁴ Ibid.

⁵ Ibid.

⁶ Ibid.

⁷ Ibid.

Research

The plan

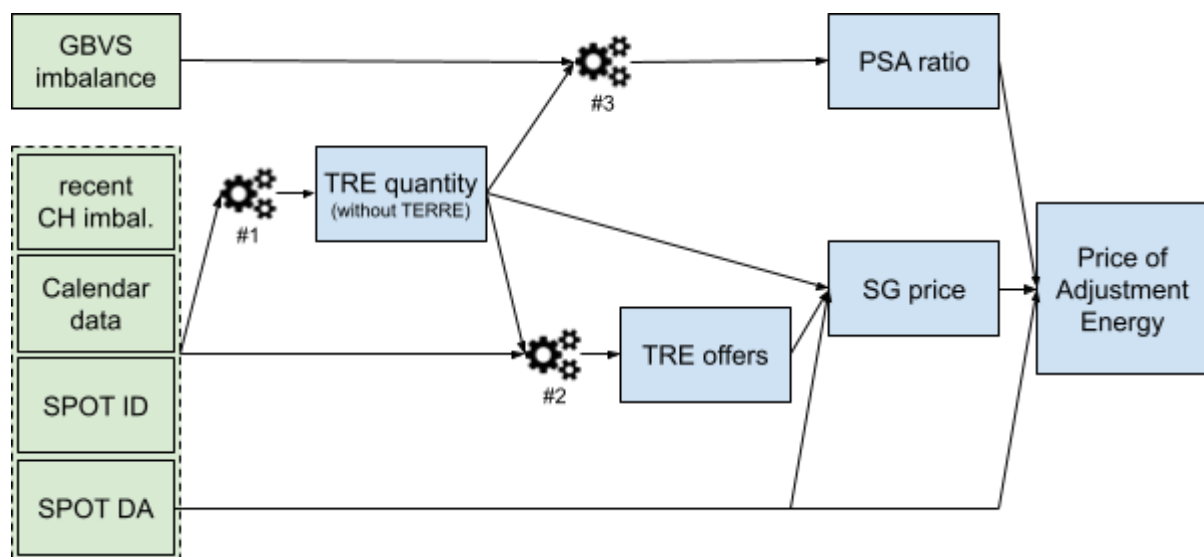
Avoiding the “big black box”

As often in ML-research, merely piping all features and targets into an ML-model and training it does not work very well. This naive approach often leads to a big black box that cannot neither be interpreted nor debugged.

In our case, the prediction target (price of [adjustment energy](#)) is clearly not directly dependent on the features we can afford to use (see [data availability](#)). This makes it even less likely that we stumble on a big black box that, by chance, happens to work.

Prediction model (schema)

To avoid the issue [described above](#), we decided to split the problem into smaller problems. The prediction model we designed can be summarized by the following schema:



Legends:

- **green** data that we can know
- **blue** data we cannot know directly and need to predict
- **arrows** predictable, interpretable, well-defined algorithms (not ML)
- **cogs** ML-algorithms

Remarks:

- The above schema is an overview; many implementation details do matter, but are not represented for the sake of brevity.
- For ML-algorithms (represented by cogs), we used LGBM. Their respective performance are discussed below:
 - #1: [LGBM for TRE quantity](#)
 - #2: [LGBM for TRE offers](#)
 - #3: [LGBM for PSA ratio](#)

Predictions about the recent past (h-1 and earlier)

For the recent past, all data needed to compute [SG-price](#) (DA spot price, SRE quantity, TRE quantity and TRE order book) are available up to hour h-1 (see [timeline](#)) In [the above schema](#), it corresponds to bypassing ML-algos #1 and #2.

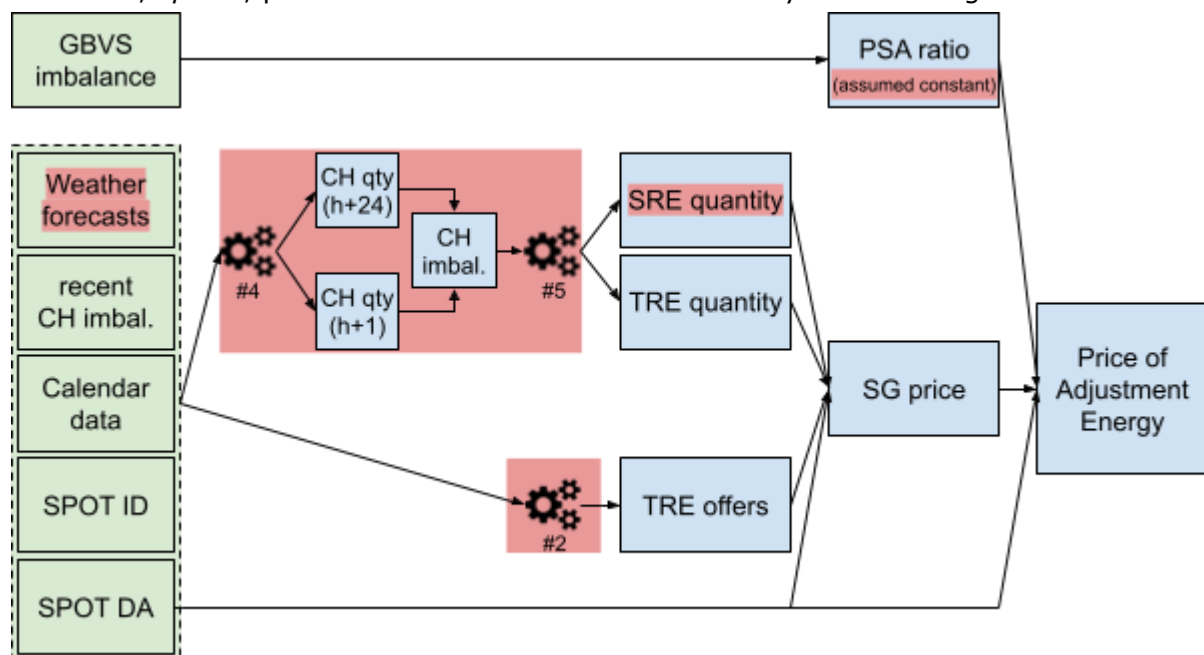
With that, predicting SG-price *in the recent past* (instead of 30+ days later, when SG publishes its results) is essentially a solved problem, although two minor problems remain ([weekly min and max](#) and [TERRE](#)), which are discussed below.

Also note that the above does not hold for PSA: we cannot know the exact imbalance of the PSA partners at h-1, so we cannot *compute* PSA-ratio; best we can do is try to *predict* it (using ML-algo #3 in [the above schema](#))

Initial version of the plan

The [above schema](#) is the version we arrived at at the end of the project. Before proceeding, we would like to briefly describe the initial version of that schema, underline the differences and explain what motivated the changes.

The initial, *apriori*, prediction model can be summarized by the following schema:



Legends:

- **green** data that we can know
- **blue** data we cannot know directly and need to predict
- **arrows** predictable, interpretable, well-defined algorithms (not ML)
- **cogs** ML-algorithms
- **red** things that changed during the project (see below)

No weather forecasts

From the beginning, it was clear that, by nature of what we were trying to predict, the weather data in question would have had to be about the entire CH, not just a few regions. This posed two practical problems.

- Firstly, the amount of work for data collection, data sanitization and data mining was going to be significant and time consuming (if only because of the sheer amount of data involved)
- Secondly GBVS does not have access to meteo data about the entire CH, and getting access to such data seemed expensive.

We therefore decided to first focus our effort on the rest of the features, hence looking for solutions that would deliver (positive or negative) results sooner, and that (if positive) would be easier to deploy. This however remains a [promising lead](#) for improvement.

PSA ratio is not constant

Obviously, it was clear from the beginning that the PSA ratio is not constant; however, GBVS had the intuition that *assuming* it was constant was *good enough*.

After some [data-mining](#), it became clear that it was not, and that a more advanced prediction was needed (algo #3 in [the new schema](#))

No prediction of SRE quantity

[SG-price](#) as a function of SRE quantity is non-differentiable near zero. Thus, in our [initial prediction model](#), small errors in algo #5's prediction of SRE quantity could have led to big errors in the Price of Adjustment Energy.

Fortunately, it turns out that SRE can be neglected with only minor impact on SG-price's accuracy, as described [here](#).

Before removing SRE completely, we also considered using it as a feature for PSA prediction (in algo #3 in [the new schema](#)). At the moment, it is hard to tell whether it really is necessary, as explained [here](#), our PSA prediction is quite inaccurate with and without SRE.

Rework algo #1

In our [initial prediction model](#), algos #4 and #5, as well as the bits in between, can be replaced by a single ML-algo (algo #1 in [the new schema](#)).

By doing so, we do sacrifice a bit of interpretability, but we also prevent the loss of information between algo #4 and #5, so the tradeoff is probably worth it.

Also, the initial idea for algo #4 (which, in hindsight, seems naive) was to re-use and adapt the algorithms from project NBM⁸. Upon closer inspection, this approach was deemed not viable, for reasons explained [below](#).

Rework algo #2

Adding TRE quantity as feature for algo #2 seems to improve its accuracy by 1% or 2%, as described [here](#).

⁸ Project TheArk 2019 : 816-04 - 2019 GB Valais New Balance Model (NBM)

Data mining

TERRE

TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange) is a European tertiary market that Swissgrid joined recently.

For technical reasons, swissgrid's [TRE offers](#) do not include TERRE offers, but they should. Swissgrid is aware of the problem and is working on a solution (at the moment, this would be a showstopper for a production deployment)

During the research phase, as a workaround, we have excluded dates where the TRE quantities differ from [TRE quantities reported here](#), which do include TERRE (since this does not include TERRE prices, we can only use it to filter our dataset, but not fix it)

Metrics

In our dataset:

- only 5878 of 7341 (80%) data points do not contain TERRE
- the WMAPE for TRE- with and without TERRE is 19.6%
- the WMAPE for TRE+ with and without TERRE is 16.7%
- ignoring TERRE when computing SG-price increases the WMAPE by around 2.5%

Sources and details: [TERRE-removal analysis](#).

SRE vs TRE quantities

It's worth mentioning that SRE and TRE quantities are, as far as we can tell, not correlated with each other. Also, while SRE quantity is typically smaller than TRE, it is not *negligibly* smaller. It would therefore be plain wrong to just consider TRE and just assume SRE is going to do pretty much the same, just smaller.

Metrics

In our dataset:

- the absolute value of TRE is 43.1MW on average; for SRE, it's 26.8MW (62%)
- the R^2 between TRE and SRE is below 0.001.

Sources and details: [TRE and SRE data mining](#).

SRE's impact on SG-price

As we've seen [above](#), [SG-price](#) as a function of SRE quantity is non-differentiable near zero, which would cause problems. Fortunately, in practice, SRE is almost always non-zero, and the SG-price does not depend on its exact value, so that we can *assume* there always is some SRE, even when there actually is not.

Metrics

In our dataset, the simplification described above does deteriorate the accuracy of the computed SG-price, but only by around 0.7% (WMAPE).

Sources and details: [SRE assumptions analysis](#)

Weekly min and max

The [SG-price documentation](#) mentions weekly min and max, but does not detail how to compute them, so we are forced to ignore them.

Metrics

In our dataset, comparing the results of our implementation of the [SG-price formula](#) (which ignores weekly min and max), with the [actual, published swissgrid price](#) shows a WMAPE of:

- 5.52% for SG long
- 4.87% for SG short

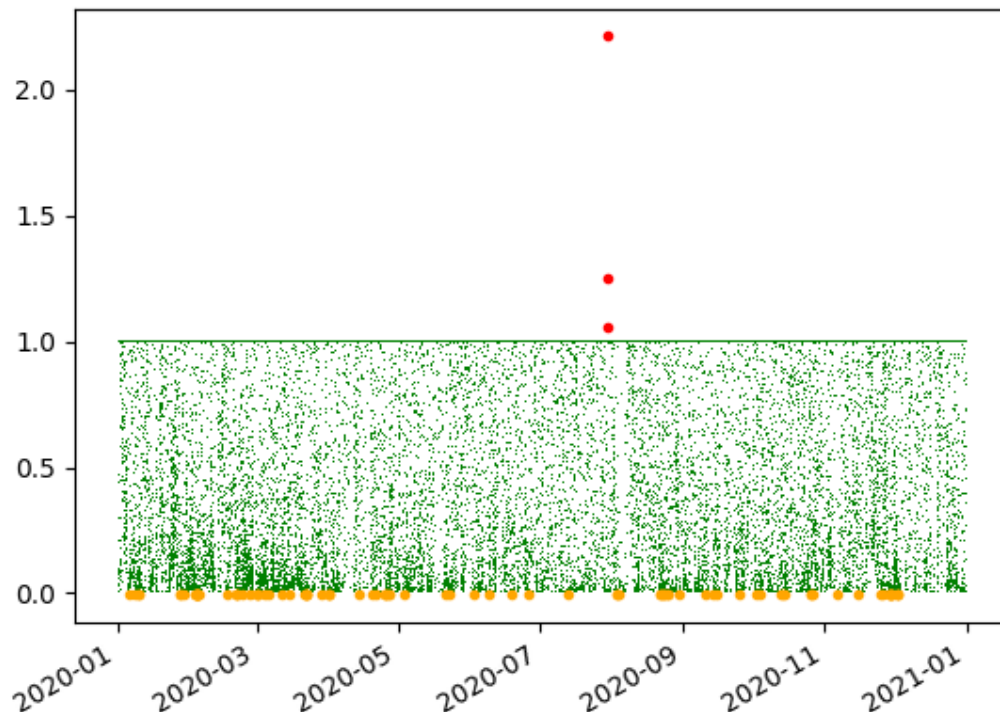
Sources and details: [SRE assumptions analysis](#).

PSA-ratio outside of expected range

The PSA-ratio is computed as follows:

$$PSA_{ratio} = \frac{imbalance_{before\ PSA} - imbalance_{after\ PSA}}{imbalance_{before\ PSA}}$$

From the above, we'd expect $PSA_{ratio} \in [0; 1]$, but surprisingly, in our dataset, it is not the case: most points fall in the expected interval (green, in fig below), but sometimes they don't.



Metrics

There are 3 data points where $PSA_{ratio} > 1$ (red, in fig above), which would mean GBVS is over-correcting. Given that they all occurred on 2020-07-30 between 00:00 01:45 UTC, it seems likely that they are simply corrupt data.

There are also 91 data points where $PSA_{ratio} < 0$ (yellow, in fig above), which would mean GBVS is correcting in the wrong direction. Those are harder to explain, and we [couldn't find a definitive answer](#).

Sources and details: [PSA data mining](#).

Approximate PSA with its average

As [mentioned above](#), assuming that PSA-ratio is always equal to its average does not correspond to reality at all. In addition, considering the *average of the PSA-ratio*, namely $\frac{1}{n} \sum_{i=0}^n PSA_{ratio}(t_i)$, is somewhat arbitrary and not very representative of what we are [actually trying to optimize](#).

We did try to adapt our definition of *average PSA*, by considering the following:

- Using a sampling frequency of 1h instead 15min (why does it matter? see [here](#))
- Measuring the error on the Imbalance in PSA instead of the PSA-ratio (hence reducing the weight of small absolute errors that are only big relatively)
- Considering the absolute value of imbalances

In all combinations of these cases, we still get terrible accuracy (most of the time, relative errors well above 100%).

Finally, we'd like to point out that the above results are not really surprising, considering the shape of the curve of [the distribution of PSA-ratio](#): it's rare to be close to the average, or even to any single constant value.

Metrics

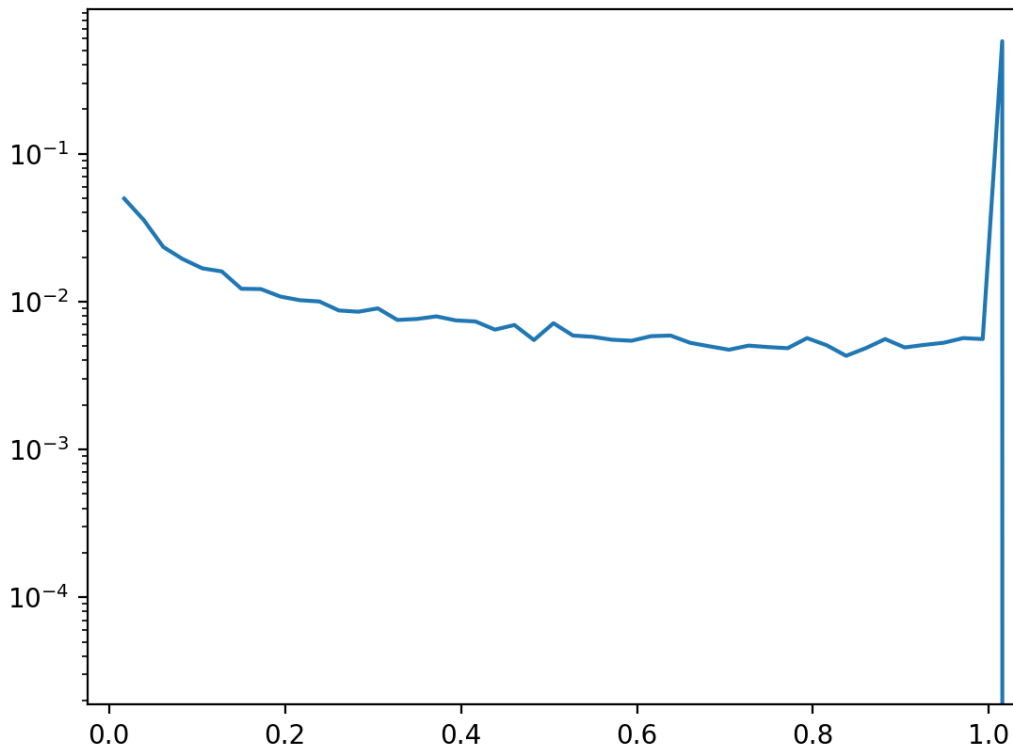
In our dataset:

- average PSA-ratio: 71% (sampling frequency of 15min), with a WMAPE of 48.8%.
- average absolute value of imbalance in PSA: 19.9 MW (sampling frequency of 1h), with a WMAPE of 152.3%

Sources and details: [PSA data mining](#).

Distribution of PSA-ratio

Below is the PSA-ratio distribution at a sampling frequency of 15 minutes.



Distribution of PSA-ratio, sampling frequency=15min

Note the logarithmic y-scale

Points with [PSA-ratios > 100%](#) have been excluded

We can see pretty clearly a decreasing function on the interval $[0, 1)$, followed by a sharp peak and a cutoff at 1. To some extent, this is expected.

- When GBVS has an imbalance in the opposite direction of its partners, it will almost always get a PSA-ratio of 100%.
- Similarly, when GBVS and its partners have an imbalance in the same direction, the most likely PSA-ratio is going to be 0%, and higher values become less and less likely.

Please note that the above is merely a qualitative description. In time, a more quantitative approach [could be helpful](#).

Metrics

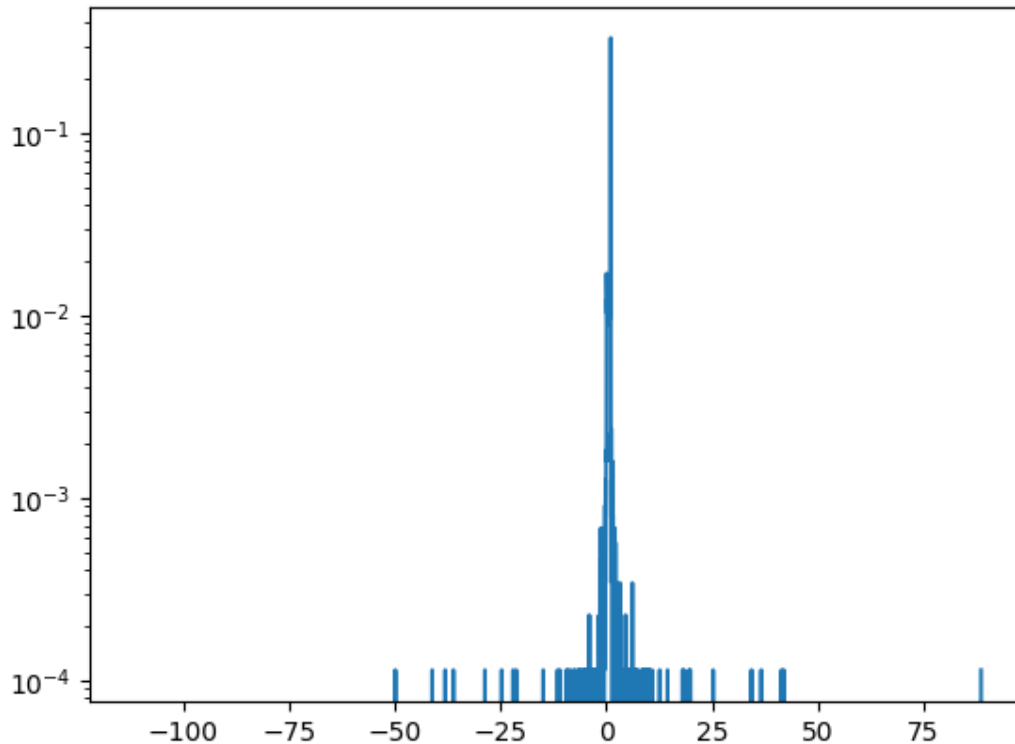
In our dataset:

- 56.9% of the time, PSA-ratio is exactly 100%
- 43.1% of the time, PSA-ratio is strictly less than 100%

Sources and details: [PSA data mining](#).

Resampling PSA to full-hour

For reasons detailed [below](#), it may be desirable to consider all data, PSA included, at a frequency of 1 hour instead of 15 minutes. However, when resampling data by hour, the behaviour described [above](#) does not hold.



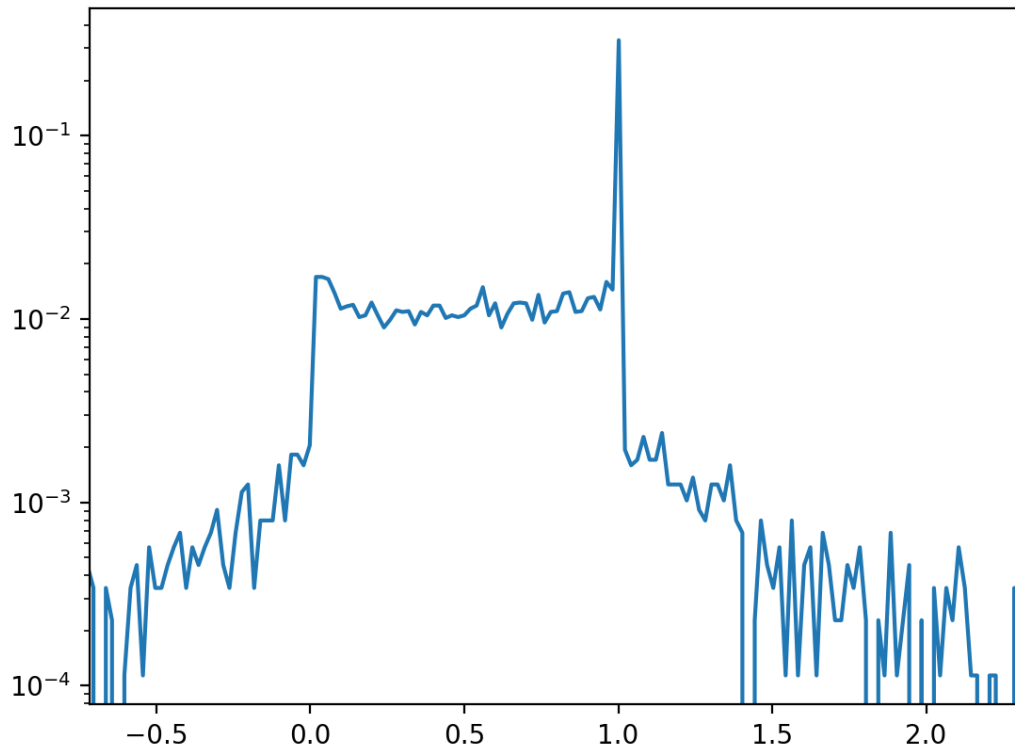
Distribution of PSA-ratio, sampling frequency=1h
Note the logarithmic y-scale

As we can see, PSA ratios outside of interval $[0, 1]$ do happen more often, and they tend to be way further from this interval.

This happens when, within the same hour, imbalances in successive periods of 15 minutes have different directions (some are long, others are short) but their sum is close to zero; in this case, when computing PSA ratio over the full hour, we are dividing by this sum, and the result is divergent/unstable⁹.

⁹ Fundamentally, at the limit, we are dividing by zero. This is not just theoretical: in practice, in our dataset, NaN-values do show up in the float arithmetic for 2 data points (obviously not represented on the graphics)

In addition to creating the very obvious outliers, these divisions by numbers close to zero also mask the pattern we described above (decreasing on $[0, 1]$, peak at 1), even when considering only interval $[0, 1]$:



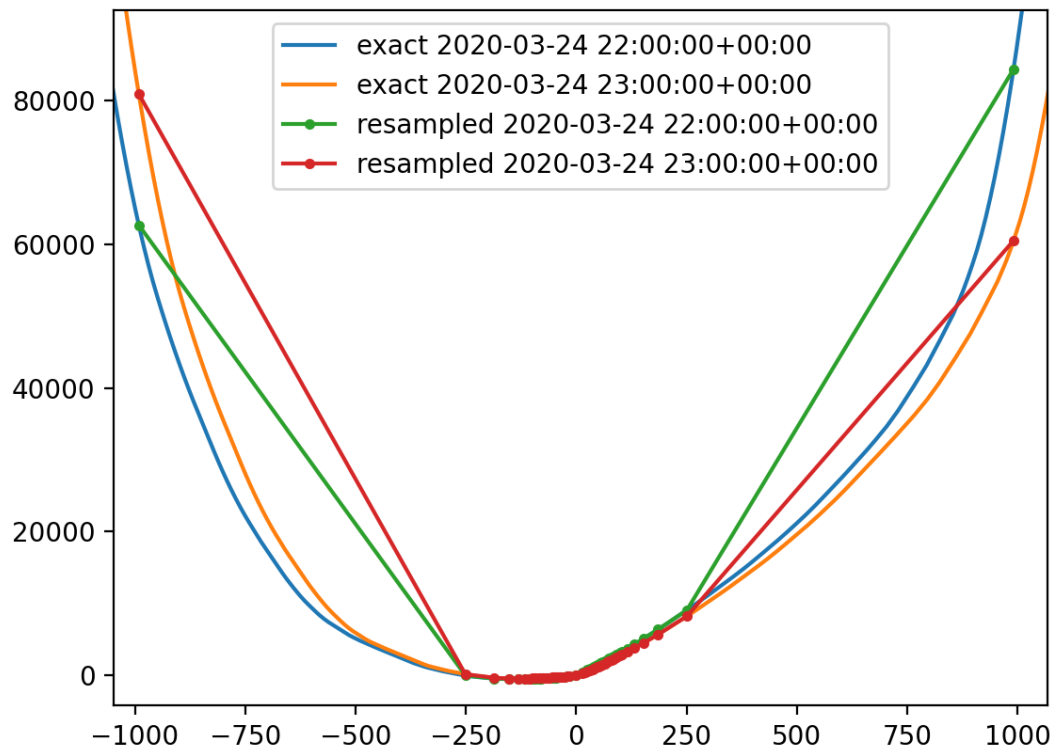
Distribution of PSA-ratio, sampling frequency=1h
Note the logarithmic y-scale
Note the zoomed-in x-scale

Metrics

Sources and details: [PSA data mining](#).

TRE offers resampling

For each given hour, there are many [TRE offers](#), and their number is not constant. We would like to approximate the curve with a constant (smallish) number of parameters, that will be easier to work with in the context of ML-models. To that end, we approximated the cost of TRE as a function of the imbalance quantity by a linear interpolation between a fixed set of N points.



Example of this TRE-resampling for 2 successive, random, hours.

Sources and details: [TRE-resampling explanation](#).

This simplified modelization of the TRE-market is not ideal, mainly because the original cost function is convex, which means our approximating function (linear by region) systematically overestimates the cost, but as we will see, it is mostly good enough.

Metrics

We arbitrarily decided to use 51 points for our linear by region interpolation curve: 25 points for TRE+, 25 for TRE- and the trivial value zero.

The threshold values were chosen to split the offered quantities in symmetrical, even quantiles. They therefore each contain around 2% of the offers. Also note that values left of the leftmost quantile and right of the rightmost quantile are modelled with infinite price. This posed a few minor problems discussed [below](#).

In our dataset, this simplification only deteriorates the accuracy of the computed SG-price by 5.5% for SG-short and less than 0.1% for SG-short.

Sources and details: [TRE-resampling analysis](#).

Machine learning

ML Model evaluation

WMAPE

The Weighted Mean Absolute Percentage Error is defined¹⁰ as:

$$WMAPE(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n |x_i - y_i|}{\sum_{i=1}^n |x_i|} = \frac{\text{mean } |x - y|}{\text{mean } |x|}$$

When this document informally mentions a relative error, expressed in %, it's a WMAPE.

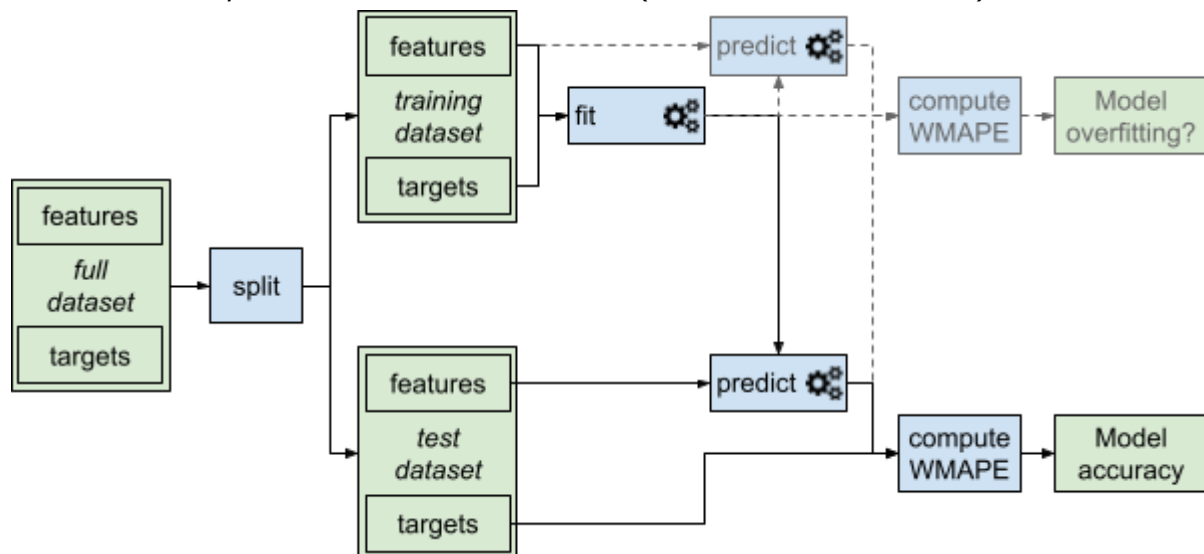
Generally the use of WMAPE is motivated by its following advantages:

- it is easy to interpret intuitively (as most relative errors are: 0% is perfect, a few percents is fine, more is problematic)
- it is robust when $|x_i| \approx 0$ for some i (this happens all the time in our use cases: we do not want to overrepresent prices or imbalances near zero)

Accuracy and overfitting

In this project, we have been evaluating many ML Models (different versions, with different data, different metaparameters, etc.) It was important to be able to quickly tell how accurate (and how prone to overfitting) they were. We therefore implemented an evaluator that automates most of this.

Our implementation uses 75% of the data as training data, and 25% as test data. Our evaluator is fairly standard and works like this (other details [in the code](#)):



¹⁰ Source: <https://en.wikipedia.org/wiki/WMAPE> ([archive link, september 2021](#))

Why bother with overfitting?

As [we will see](#), our prediction models generally displayed such mediocre accuracy that it would be too soon to worry about overfitting.

Why did we bother, then? Because historically, we did not realize the problem introduced by using a [sampling frequency of 15 minutes](#) everywhere. This led us to falsely believe we had good accuracy¹¹, at least for some of the models, so at the time, checking for overfitting seemed necessary.

When we later realized our mistake and fixed the resampling problem, the code checking for overfitting was still there, and it was simpler to just keep it.

Sampling frequencies '15min' vs '1h'

In our data set, the "natural" frequency of the data were as follow:

15 minutes	1 hour	1 day
SRE quantity TRE quantity PSA	Spot ID Spot DA TRE offers SG-price ¹²	calendar

To be able to use each instant as a data-point for our model, we needed to resample the data to a common sample frequency. We therefore downsampled data with an original 15 min frequency¹³, and similarly, upsampled calendar data¹⁴.

It is important to realize that the obvious alternate approach (namely: upsampling 1h-data to 15min by repeating them 4 times) would cause problems with our [ML-evaluator](#): repeated data would be splitted randomly across both the training and test dataset, resulting in overfitting that our test set cannot detect¹⁵.

¹¹ This was the case up to around revision [5810c92b](#).

¹² Technically, SG-prices have a frequency of 15 minutes, but very often, all 4x 15min of the same hour have the same value. In the context of training an ML model, this is more similar to a sampling frequency of 1 hour.

¹³ Depending on the data, by averaging or summing the 4 values of an hour. See [data_loader.py](#).

¹⁴ By repeating them 24 times.

¹⁵ As we mentioned before, we made exactly that mistake up to around revision [5810c92b](#).

While resampling everything¹⁶ to 1 hour is the easiest way to deal with this problem, it is not the only one. In particular, given [the problems this poses with PSA-ratio](#), [alternate solutions](#) should be explored.

¹⁶ Technically, resampling *calendar* data to 1 hour is an upsampling by repetition, which would be prone to the exact same problem. In practice, it is much less critical because calendar data are always used as features, never as targets, and because the repetitions that do occur in the feature set, because of the 24x repetitions, do not correspond to repetitions in the target set (repetitions due to upsampling would cover whole days, and the target we're trying to predict typically vary greatly throughout the day. Also, most of the time, we ended up not using calendar data at all, as they didn't even help with accuracy.

Gradient Boosting

We used **Gradient Boosting** from [Microsoft LightGBM](#) (hereafter referred to as LGBM). The relevant implementation, including metaparameters, can be found [here](#).

Since we were mainly trying to identify which features were relevant for our different targets (see also: [the plan](#)), we decided to start by using LGBM mainly because it seemed sophisticated enough to capture the complexity of our problem, while remaining simple enough (algorithmically speaking) to be trained in a reasonable time. Also, since project NBM, we did know this algorithm well and had experience with it. We did plan to use different ML-models later on¹⁷, but [so far, we have not](#).

We started with the same metaparameters as in project NBM and did only some minor tweaking, as they were a decent first guess.

LGBM vs explicit SG formula

While not strictly necessary, we did try to feed the input data of the [SG-price formula](#) as features into an LGBM, and it is somewhat working:

- SG-long accuracy 6.7% (slightly above 5.7% with explicit formula)
- SG-short accuracy 5.4% (even better than 10.3% with explicit formula¹⁸)

Full detailed results [below](#).

The above is encouraging and was historically relevant, as it initially demonstrated our entire ML-evaluation framework in action. One should however exercise caution:

- given the WMAPE on the training data, overfitting cannot be excluded.
- handling of infinite values was hacked together quickly¹⁹ and is fairly unreliable.

Since we in fact have an explicit formula, this prediction is ultimately useless so we spent no time trying to fix the above issues.

LGBM for TRE Quantity

Overview

This is algo#1 in [the plan](#).

Unfortunately, with the current feature set, this model does not work at all: WMAPE around 65% ; the WMAPE on training data is somewhat smaller, but given the terrible accuracy, it's probably too soon to talk of overfitting. We also tried to predict SRE quantity, but the results are even worse: WMAPE well above 100%.

Full detailed results [below](#).

¹⁷ See [base_predictor.py](#) and [base_predictor_factory.py](#) in code.

¹⁸ This probably happens because [we systematically overestimate TRE costs](#), which in turn overestimates [SG-prices](#). In contrast, ML models would compensate for such systematic errors, and the overall result ends up being more accurate.

¹⁹ See for example [LGBM vs explicit sg formula.py](#) line 42.

Features' relevance

We did perform a deeper analysis regarding the relevance of current features.

Recent TRE history

The most relevant are the TRE quantities at time h-1, h-2 and h-3. 3 hours of history seems to be optimal²⁰; TRE quantities beyond 3 hours ago seem to only add noise into the model.

A possible explanation²¹ could be that balance groups react to TRE quantities (they are all trying to reduce their imbalance) and take corrective actions that will, in turn, change TRE. After a while, these corrective actions and their repercussions on the recent (h-1 to h-3) TRE end up containing all the information of the more ancient (h-4 and earlier) TRE.

Spot market data

When removing the spot market data (DA and ID), the accuracy of the model barely changes; when keeping only spot market data and removing everything else, the accuracy drops sharply (WMAPE well over 100%). This seems to indicate this data contains no information at all about TRE.

A similar phenomenon is observed with [PSA prediction](#).

Weather data

Finally, we did not use weather data, but [we think we should](#).

²⁰ We tried with all values up to h-10: WMAPE is convex with a minimum at 3.

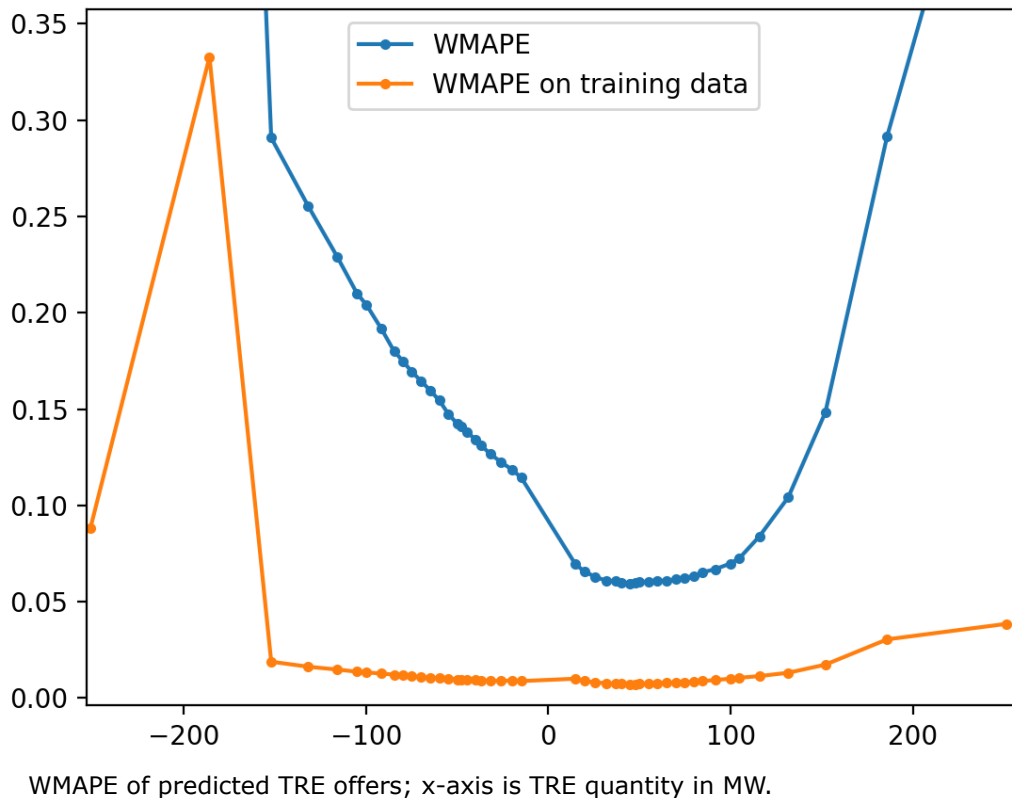
²¹ We would like to underline that while the following is just one plausible explanation. We do not have data to back this up against alternate hypotheses.

LGBM for TRE offers

Overview

This is algo#2 in [the plan](#).

This algorithm has 50 outputs: one for each [resampled TRE quantile](#). As such, its WMAPE is a vector of dimension 50, represented graphically below:



Full detailed results [below](#).

Discussion

Not accurate for large TRE quantities

As we can see, the WMAPE increases with increasing imbalances (in absolute values). This is expected: the larger the TRE quantity, the more TRE offers are required, each with their individual price, and the associated relative uncertainty, that ultimately translates to a prediction error, and the errors stack up²².

Thus, large TRE quantities have WMAPE too large to be useful. To deal with TRE quantities that large, it's probably a good idea to take a step back and consider the following:

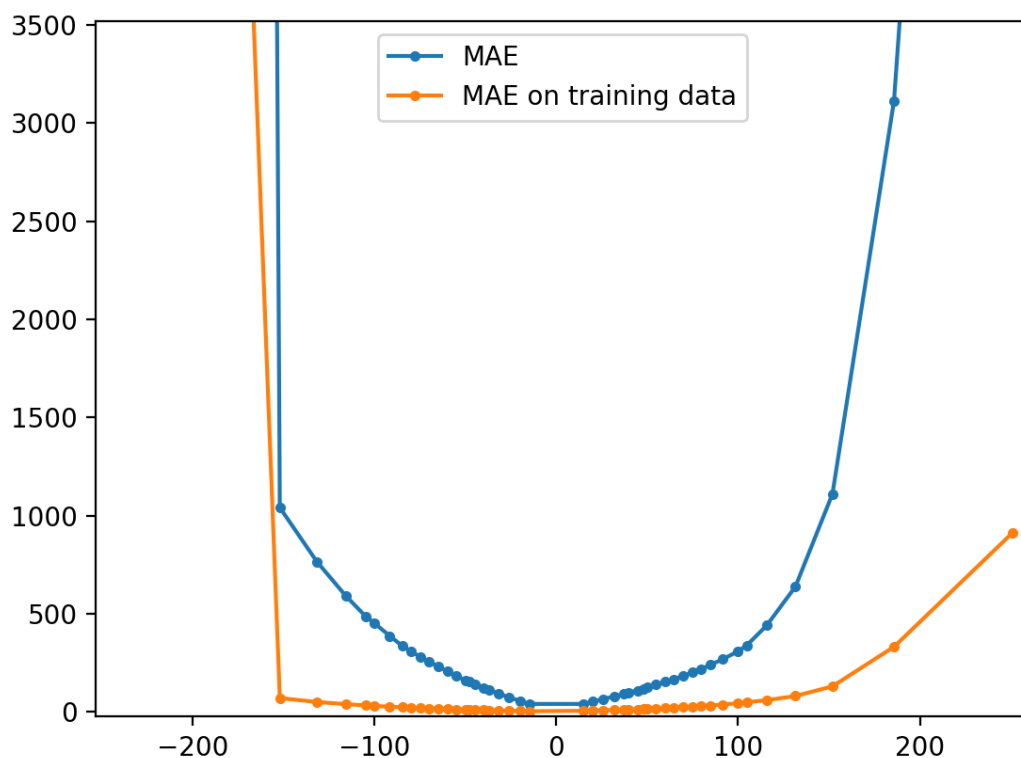
- These are rare occurrences, and ML models generally need lots of examples. Maybe it is smarter to just raise a flag and let a human expert manually take over.

²² For exactly the same reason but in reverse, we can predict the cost of 0 MW to be 0 CHF, and this trivial prediction, cumulating 0 offer, has an error of 0%.

- When large TRE quantities do happen, even if we cannot accurately predict TRE costs and therefore, indirectly, SG-prices, we still can know that they are going to be extreme (very low SG-long, very high SG-short) In these scenarios, the optimal ID-trades may very well not *need* accurate prediction: rather, it may be a matter of buying/selling “at all costs...”

TRE+/- asymmetry

WMAPE is significantly higher for negative than for positive TRE quantities. This is actually not an issue with the model, but an artifact of relative errors, such as WMAPE in this case. The absolute value of the cost TRE- is lower than that of TRE+²³; as a result, when normalizing our error to make it a relative error, we are dividing by smaller numbers for TRE-, making their relative errors appear bigger. Indeed, when using an *absolute* error as metric, such as MAE (see below), the situation is symmetrical²⁴:



MAE of predicted TRE offers; x-axis is TRE quantity in MW.

As a reminder, MAE (Mean Absolute Error) is defined as²⁵: $MAE(x, y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i - y_i|$

Overfitting

The WMAPE and MAE on the training data set are fairly smaller than those on the test dataset, which is likely an indication that the model is overfitting.

²³ This is not at all specific to TRE: in any market, bid is lower than ask.

²⁴ We must concede that in our case, the MAE-plot is not completely symmetrical, and we do not exactly know why. Our point that the strong asymmetry of the WMAPE-plot is an artifact of relative errors still stands, though.

²⁵ Source: https://en.wikipedia.org/wiki/Mean_absolute_error (archive link, september 2021)

LGBM for PSA

Overview

This is algo#3 in [the plan](#).

The prediction of the imbalance in PSA has a WMAPE of around 39%²⁶, from just the two following features: GBVS imbalance before PSA and TRE quantity. We can lower the WMAPE to around 35% by adding SRE quantity as a feature.

Full detailed results [below](#).

Discussion

TRE and SRE

The initial motivation for using TRE as a feature is that it is a proxy for the imbalance of the PSA partners, but it is obviously not perfect, mainly because of the following reasons:

- the PSA partners are not the entire CH
- all imbalance of the balance groups are not TRE

Clearly, adding the SRE to the feature set addresses the latter, and it indeed improves the prediction, albeit not by a lot. This is coherent with [these earlier results](#).

Overfitting

The WMAPE on the training dataset is around 18% with SRE, and 30% without SRE. Given the above accuracies, overfitting cannot be excluded, but it does not seem likely.

Spot market data

We tried adding spot market data (DA and ID) to the feature set, and when doing so, the WMAPE on the test set barely changes, but the WMAPE on the training set drops, which is a very obvious sign of overfitting.

A similar phenomenon is observed with [TRE quantity prediction](#)

²⁶ Despite its presence [in the code](#), we should not try to predict PSA-ratio directly, and certainly not evaluate that prediction with a relative error such as WMAPE. It makes much more sense to evaluate the accuracy of the prediction of the energy in PSA. Indeed, we want to reduce the statistical weight of occurrences of small imbalances before PSA, and increase that of big ones. The metrics we use here does exactly that.

Leads for further research

Abandoned ideas

Below is a quick summary of the ideas we did try, then abandoned (as well as why)

R^2 -analysis

We first evaluated the plausibility of the ML-algos by measuring the coefficient of determination (R^2) of their features. We tried that because it was fast to code and fast to run, and even though it would miss non-linear relations.

It quickly proved unfruitful: all R^2 were basically 0 across the board. In hindsight, this is not very surprising:

- most relations between features and targets are not linear
- taken separately, all features have at most a very little effect on the targets

Also, do note that FMV's and OIKEN's sgb_total have tiny R^2 with calendar data, although we know from project NBM that calendar is a very relevant feature for predicting sgb_total.

Full detailed results [below](#).

Predict CH-imbalance *à-la-NBM*

As mentioned [above](#), in our [initial prediction model](#), the idea behind algo #4 was to re-use and adapt the algorithms from project NBM. While it seems naive in hindsight, here is the approach we initially considered.

NBM's algorithm can predict the production/consumption of subgroups of GBVS at time $h+24$ (which roughly matches a DA forecast) and at $h+1$ (which roughly matches the reality, but with just enough time to react). By applying it to subgroups of the entire country instead, we hoped to predict CH-imbalance.

However, upon closer inspection, this approach was deemed not viable, mainly because in order to deliver predictions at $h+1$ that are much more accurate than at $h+24$, NBM's algorithm needs very recent net consumption, as well as injection data (up to $h-1$ or $h-0$). While the GBVS can provide this information for itself quickly enough, it is unrealistic to hope to scale it beyond the GBVS. SG does not provide the relevant consumption/production data soon enough²⁷, and injection data would have to come from other balance groups, who would have no incentive to collaborate. This alone was clearly a showstopper.

Another issue is that NBM's algorithm ideally requires meteo predictions, which we [decided not to use](#). This would in itself not have been a showstopper, though, as NBM's algorithm does work with few or no meteo, albeit with lower accuracy.

²⁷ CH-imbalance can be known with near-zero delay (as TRE+SRE is a good approximation), but this is not what we need. CH net consumption is published later. We also do not have CH-program either, so we cannot deduce the net consumption from the imbalance.

Ideas not yet tested

Use weather data

As mentioned [above](#), we initially decided to not use weather data, because:

- We had more promising leads at the time
- We feared it would be too expensive to deploy in production anyway, even if it worked.

Given our poor results so far, especially with [TRE quantity](#) prediction, it now seems we should try. For lack of time, this could not be done.

Weather forecasts do change between h-24 and h-1, sometimes very significantly, and these can be expected to create predictable TRE quantities. Even if some balance groups do react to the improved meteo by taking corrective actions (thus reducing what can be predicted), others won't, and the ones who do have no incentive to overcorrect²⁸.

The problem of the cost of weather data, only applies to production deployment. During the research phase, these costs are way lower, mostly because Icare is already in possession of historic weather data and forecasts, ready for similar data mining research projects. While concerns of cost for a prod deployment are real, the correct response would be a cost-benefit analysis: how much do the additional meteo data cost, vs how much EA-costs can we hope to save by using said meteo-data. This cost/benefit analysis obviously depends on how accurate the model *with* meteo ends up being.

At the moment, we believe this to be [our most promising lead](#).

Better handling of infinities

This is a minor problem that shows up when [resampling TRE offers](#).

When, at a given hour, a quantity is too large for the existing offer, we model it with an infinite cost. This can happen:

- for the cost of some quantiles (when there are no offers that large at certain hours)
- for the cost of the imbalance (when it is too large for the TRE market)

Unfortunately, having infinities in the data results in infinite errors.

To bypass this problem, we sometimes filtered out infinite data²⁹ or rounded them down to a few millions³⁰. This is obviously a bit of a cheat (of course by ignoring/reducing big errors, we are going to have smaller *remaining* errors), but for the research phase, we

²⁸ As long as SG has two distinct long and short prices. If a unique price were introduced, the incentive would shift to Net Imbalance Volume (NIV) chasing, and balance groups would be incentivized to overcorrect; in that case, our argument would not hold.

²⁹ For example in [data_manipulation.py](#), in `keep_only_intersection`, when `drop_inf=True`

³⁰ For example in [LGBM for TRE offers.py](#), in `_multi_index_2_features`, when `inf_replacement` is not `None`

could mitigate this risk simply by adjusting the thresholds and verifying that the results do not vary too much.

That being said, there clearly is room for improvement here, mostly when porting this algorithm to production. Indeed, in a production environment, it would be wise to have thresholds and red flags for when values get bigger than usual, but way before they get infinite.

Also, it is worth pointing out that working on this specific issue is not going to *improve* the quality of predictions; it will help *measure* their accuracy more precisely.

Use temporal data

Temporal data are a series of features used by NBM's algorithm. Fundamentally, they represent the time of day and the day of year, but involve some mathematical tricks to keep these functions continuous and ML-friendly. Intuitively, they can be thought of as whether it's morning/afternoon/evening/night and whether it's spring/summer/autumn/winter.

While these features are obviously essential to NBM's predictions of GBVS net consumption, it is way less clear for our use-case. Indeed, we are trying to predict the difference between the prediction other balance groups made 24 hours ago (their DA schedule) and their current imbalance. DA schedules are not very accurate because many unpredictable things can happen in 24 hours, but changes in temporal data are not at all unpredictable

Thus, although it obviously would be possible, we did not bother trying these features.

Better data mining for PSA

As mentioned [above](#), there are 91 points in our dataset with negative PSA-ratio, which we cannot explain. Possible causes could be:

- Rounding errors (the values are small, but not small enough to be a float-rounding error, or excel rounding to the nearest n-th decimal)
- Why are there no such points in december 2020? What about 2021?
- Is PSA balancing sometimes done at a resolution smaller than 15 min, which would cause an effect similar to what we observe [when we downsample to 1 hour](#) ?

As we also mentioned [above](#), qualitatively, PSA-ratio is a decreasing function on the interval $[0,1)$, followed by a sharp peak and a cutoff at 1. A more quantitative approach could be helpful.

However, these ideas are not direct attempts at improving the accuracy of the [prediction of PSA](#), they are attempts at better understanding the domain, which may in turn help us find other, better leads.

Use sampling frequency '15min' for PSA

As we mentioned, resampling PSA to 1 hour makes it [hard to interpret](#). While it is the easiest way to deal with the [problem of overfitting related to sampling frequencies](#), it is not the only way.

At the moment, we resample PSA by summing all 4 '15min' samples³¹. A quick test could be to instead drop 3 samples out of 4. Since we are dropping 75% of the information, it is obviously not a long term solution, but it would be a quick and easy way to see if part of the error in the [prediction of PSA](#) is introduced by our resampling by summation, while at the same time staying safe against undetected overfitting (we'd not be repeating samples). A variation of this idea could be to treat all 4 '15 min' samples of the same hours as 4 distinct features/targets. This approach would involve only minor pre-/post-processing of the data.

Finally, one could instead go back to upsampling the other features to '15min' by repeating them, but address the issue of undetected overfitting more directly, and improve the [ML-model evaluator](#) so that it will send all 4 samples of the same hour into either the test set *or* the training set: we'd be repeating samples, but not across both sets.

Use other ML-algorithms

During this project, we tested only [LGBM](#) with, as we've seen, very limited success.

Our hypothesis at the moment is that LGBM fails to make accurate predictions because the features do not contain enough information.

An alternate explanation could be that the information is in fact there, but LGBM lacks the internal complexity to capture it. In that case, using more sophisticated ML-algorithms, such as neural networks, could help³².

³¹ See [data_loader.py](#), line 88.

³² We did some informal tests with neural networks early on, and given their poor results, we gave up very early. Some of that initial draft work is available [on GitLab, on archived branch knime](#) (this code was not maintained at all, parts may not work)

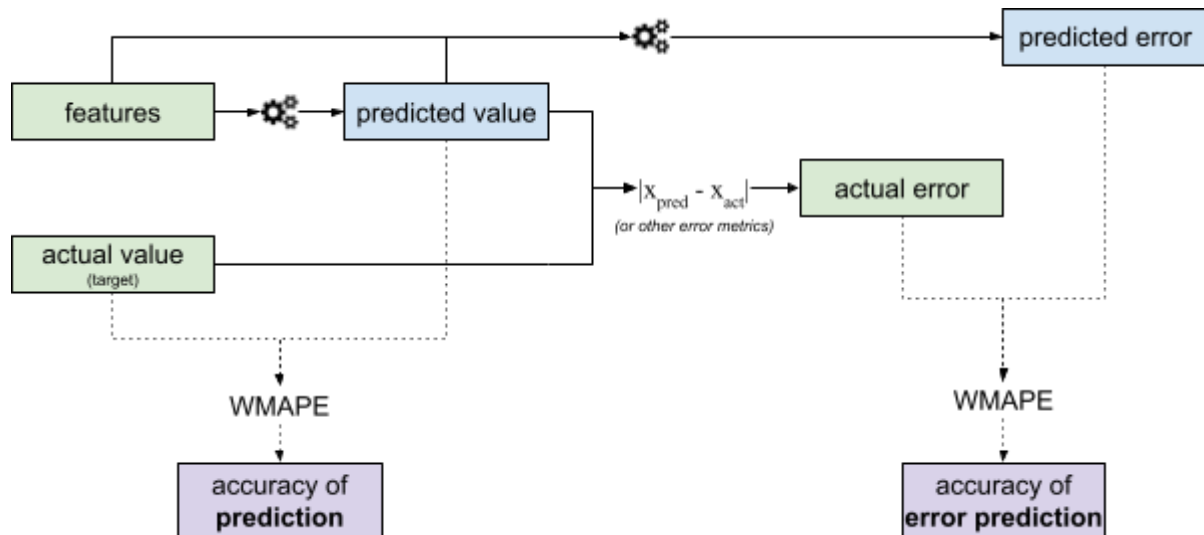
Predict when accuracy is low

Despite the high relative errors, it could be possible that, in certain “easy” situations, it is in fact possible to make a prediction that is precise enough to be useful. Formally, this makes the two following assumptions:

- Firstly, that our models have what we could call *irregular accuracy*. In simple terms: at times, they’re accurate, but at other times they’re not at all accurate, and so much so that, *on average*, it is unusable.
- Secondly, that this irregular accuracy can be inferred from the feature data.

The former assumption can be confirmed with statistical analysis³³; if that holds, the latter can be tested (and ultimately exploited) by additionally training our models to predict some error metrics (typically the absolute error) on themselves, in addition to predicting the target itself.

The following schema summarizes this idea:



We want to underline that by doing this, *on average*, the model accuracy of the *prediction* will not change. The best case scenario is that the *error prediction* is accurate, and the value of the error is low for some data (these would be the “easy” cases mentioned above). But the predicted error cannot be accurate and low across most data, as if that were the case, the prediction itself would already be accurate.

³³ In fact, [in our results](#), the MSE looks quite bigger than the square of the MAE, which we’d expect in the case of a few large outliers. A more careful analysis is still needed, though.

Conclusion

Results

Unfortunately, we were not able to accurately predict the cost of the Adjustment Energy.

For reasons explained throughout this document, it's likely that the features we used simply do not contain enough information to make accurate predictions.

Because of our lack of success in predicting [PSA](#), as well as key elements of the [SG-price formula](#) ([TRE quantity](#) and [TRE offers](#)), we did not bother trying to implement and test [the full solution](#): obviously chaining individual elements that don't work is not going to work any better.

Further research

As we've seen, most [leads for further research](#) are either very unlikely to succeed, or simply not aiming at solving the problem but merely at understanding it better (which is interesting from a theoretical, scientific point of view, but makes little sense in the current context of applied research) There is however one notable exception: [using weather data](#). As we have seen, there are technical arguments that show it should improve our prediction, and Icare is already in possession of historic weather data and forecasts, ready for similar data mining research projects.

Appendices

Code execution results

LGBM for PSA ratio

Attempt at predicting PSA ratio from relevant features
(5878 data points remaining after TERRE removal)

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE']:
Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	7.598782	0.412477
MSE	150.855162	1.060365
WMAPE	0.384260	0.536258
MAE on training data	5.708351	0.352362
MSE on training data	81.455631	1.398221
WMAPE on training data	0.293840	0.456374

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'SRE']:
Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	6.810467	0.540586
MSE	120.647666	5.498821
WMAPE	0.347131	0.642556
MAE on training data	3.485192	0.242546
MSE on training data	24.619527	0.305547
WMAPE on training data	0.179809	0.301228

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'spot_id_index']:
(!) ignoring 1 NaN/partial values; proceeding with 5877 values (99.983%)
Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	7.804532	0.564060
MSE	161.708896	7.100616
WMAPE	0.400381	0.704174
MAE on training data	3.950549	0.241149
MSE on training data	30.230141	0.210573
WMAPE on training data	0.204753	0.303657

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'spot_da']:
(!) ignoring 23 NaN/partial values; proceeding with 5855 values (99.609%)
Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	7.052118	0.463055
MSE	126.124955	2.882415
WMAPE	0.368955	0.557145
MAE on training data	3.989120	0.265232
MSE on training data	30.835458	0.488877
WMAPE on training data	0.203489	0.324299

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'SRE', 'spot_id_index']:
(!) ignoring 23 NaN/partial values; proceeding with 5855 values (99.609%)
Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	7.090781	0.504701
MSE	124.187620	3.449423
WMAPE	0.366414	0.625429
MAE on training data	2.561663	0.221829
MSE on training data	12.118810	0.327898
WMAPE on training data	0.132124	0.270088

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'SRE', 'spot_da']:

(!) ignoring 23 NaN/partial values; proceeding with 5855 values (99.609%)

Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	6.723184	0.492601
MSE	122.623349	2.860504
WMAPE	0.342902	0.619665
MAE on training data	2.671433	0.220998
MSE on training data	13.040226	0.314914
WMAPE on training data	0.136871	0.267898

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'spot_id_index', 'spot_da']:

(!) ignoring 23 NaN/partial values; proceeding with 5855 values (99.609%)

Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	7.925265	0.510240
MSE	150.979541	1.535065
WMAPE	0.394152	0.602903
MAE on training data	2.986696	0.241334
MSE on training data	16.467269	0.336302
WMAPE on training data	0.154448	0.288358

Predict PSA from ['imbalance_before_psa', 'TRE', 'SRE', 'spot_id_index', 'spot_da']:

(!) ignoring 23 NaN/partial values; proceeding with 5855 values (99.609%)

Error matrix

	imbalance_in_psa	ratio
MAE	6.644885	0.484116
MSE	109.377738	4.414483
WMAPE	0.337114	0.622774
MAE on training data	2.182132	0.198952
MSE on training data	8.540552	0.355338
WMAPE on training data	0.111314	0.242030

LGBM for TRE offers

Attempt at predicting TRE_offers from relevant features

(3883 data points remaining after TERRE removal)

(!) ignoring 14 NaN/partial values; proceeding with 3869 values (99.639%)

Quick summary:

	mean	max	qty at max
MAE	1.113636e+04	4.512315e+05	qty=-251.06666666666652
MSE	5.677805e+10	2.472255e+12	qty=-251.06666666666652
WMAPE	1.746418e-01	1.465162e+00	qty=-185.80000000000013
MAE on training data	6.590592e+02	2.322418e+04	qty=-251.06666666666652
MSE on training data	3.929781e+08	1.642971e+10	qty=-251.06666666666652
WMAPE on training data	1.874769e-02	2.780591e-01	qty=-185.80000000000013

Full error matrix:

		qty=-251.06666666666652	qty=-185.80000000000013
qty=-151.95000000000002		qty=-131.59999999999997	qty=-115.77777777777776
qty=-104.83225806451613		qty=-99.7582191780822	qty=-91.52307692307691
qty=-84.60188679245283	qty=-79.65217391304348	qty=-74.8505	qty=-69.85232496969697
qty=-64.65076923076923	qty=-59.79074074074074	qty=-54.875	qty=-49.93520710059172
qty=-47.942424242424245		qty=-44.71176470588235	qty=-39.875882352941176
qty=-37.09090909090909	qty=-31.87333333333333	qty=-25.8	qty=-19.96043956043956
qty=-14.820408163265306	qty=14.820408163265306	qty=19.96043956043956	qty=25.8
qty=31.87333333333333	qty=37.09090909090909	qty=39.875882352941176	qty=44.71176470588235
qty=47.942424242424245	qty=49.93520710059172	qty=54.875	qty=59.79074074074074
qty=64.65076923076923	qty=69.85232496969697	qty=74.8505	qty=79.65217391304348
qty=84.60188679245283	qty=91.52307692307691	qty=99.7582191780822	qty=104.83225806451613
qty=115.77777777777776		qty=131.59999999999997	qty=151.95000000000002
qty=185.80000000000013	qty=251.06666666666652		
MAE		4.512315e+05	5.703117e+04
1.060118e+03	7.668870e+02	5.870331e+02	486.200486
439.415132	378.710588	327.106382	295.983164
268.323865	241.097816	213.907127	185.579759
166.632917	147.500489	139.208139	128.202237
111.178673	102.137215		85.805085
52.034178	38.005302	43.540256	55.322354
67.525364	80.106457	92.605538	98.099272
107.503523	115.517782		119.586375
145.757637	160.457052		178.432754
211.274960	232.050037	263.847904	3.098502e+02
3.459450e+02	4.256259e+02	5.942680e+02	1.004360e+03
3.022029e+03	1.199179e+04		
MSE		2.472255e+12	2.502705e+11
5.204309e+06	2.532398e+06	1.360707e+06	892809.982642
727464.121559	499307.645933	357860.474251	285555.054039
221734.311343	175376.431362	132631.219897	98224.835557
79769.220214	62642.232533	55329.033540	46127.538569
34005.593067	28590.846890		19959.861974
6835.433746	3552.615830	12865.371725	16847.478646
22670.306572	31274.651349	39846.530933	43790.338982
55430.079435	70588.097234		80070.129312
158853.614211	211875.953266		283359.955928
509191.785269	660977.787573	920023.289315	395591.461031
1.887230e+06	2.949004e+06	6.628265e+06	1.441528e+06
2.293835e+08	2.539694e+09		2.256270e+07
WMAPE		1.076011e+00	1.465162e+00
2.845263e-01	2.509188e-01	2.248042e-01	0.206986
0.198241	0.186972	0.174692	0.167820
0.161696	0.155479	0.148163	0.138144
0.134226	0.129647	0.126978	0.125060
0.120662	0.118853		0.115290
0.109470	0.107002	0.077002	0.071902
0.067279	0.063919	0.062992	0.061790
0.060024	0.059798		0.059319
0.059583	0.060289	0.061654	0.062342

0.063205	0.065023	0.067778	7.223644e-02
7.616772e-02	8.349134e-02	9.944493e-02	1.378397e-01
2.803903e-01	5.111726e-01		
MAE on training data		2.322418e+04	5.782797e+03
6.305677e+01	4.749116e+01	3.775218e+01	31.844375
29.082707	25.377848	22.688313	20.673038
19.387504	17.758922	16.151226	14.529892
12.787594	11.449059	10.859091	10.051068
8.847149	8.126331	6.922795	5.523925
4.344793	3.260519	5.387392	6.750130
8.024721	9.306130	10.775147	11.355174
12.655534	13.295351	13.739628	15.221346
16.584685	18.104748	20.730498	22.739326
25.222528	27.757908	31.676618	3.656627e+01
4.071729e+01	5.356839e+01	7.866859e+01	1.498577e+02
4.037799e+02	1.167414e+03		
MSE on training data		1.642971e+10	2.378899e+09
1.161099e+04	6.170941e+03	3.682015e+03	2488.586468
2050.687059	1530.781877	1337.168747	1178.305243
1060.697873	831.457906	766.193296	607.862232
487.133974	373.364780	347.325860	291.997312
225.106822	197.104574	131.523371	83.371849
47.142937	26.298201	403.082456	527.633096
691.303059	889.812701	1181.088280	1362.898844
1664.949622	1971.745700	2084.680225	2647.914241
3493.419419	5106.259425	7873.269613	11538.196476
15715.305897	20051.717653	27252.194665	3.595750e+04
4.437008e+04	1.004911e+05	3.218967e+05	1.574906e+06
9.644787e+06	4.247681e+07		
WMAPE on training data		1.045339e-01	2.780591e-01
1.704185e-02	1.539758e-02	1.419195e-02	0.013335
0.012826	0.012217	0.011811	0.011413
0.011373	0.011135	0.010907	0.010571
0.010098	0.009882	0.009743	0.009634
0.009450	0.009297	0.009140	0.008915
0.008961	0.008979	0.009156	0.008468
0.007721	0.007187	0.007100	0.006935
0.006846	0.006676	0.006607	0.006614
0.006571	0.006592	0.006940	0.007059
0.007313	0.007530	0.007873	8.248860e-03
8.678549e-03	1.015899e-02	1.273207e-02	1.991426e-02
3.739637e-02	5.065943e-02		

LGBM for TRE quantity

Attempt at predicting TRE (and SRE) quantity from relevant features
(3883 data points remaining after TERRE removal)
(!) ignoring 14 NaN/partial values; proceeding with 3869 values (99.639%)
Error matrix

	TRE	SRE
MAE	21.330977	21.239066
MSE	2642.631077	815.682948
WMAPE	0.683014	1.133071
MAE on training data	4.440564	3.525563
MSE on training data	142.753145	21.897438
WMAPE on training data	0.150968	0.169359

LGBM vs explicit SG formula

Naive attempt at predicting SG prices with LGBM instead of explicit formula

SG PRICES

(!) ignoring 140 Inf/NaN/partial values; proceeding with 5738 values (97.618%)

estimated with explicit formula

	long	short
MAE	1.092463	6.208255
MSE	9.014196	6983.441424
WMAPE	0.057359	0.102524

estimated with LGBM

	long	short
MAE	1.272567	3.172959
MSE	7.798422	283.902278
WMAPE	0.066132	0.055174
MAE on training data	0.319516	0.858481
MSE on training data	0.514764	25.182095
WMAPE on training data	0.016941	0.014988

PSA data mining

Quick analysis of PSA data

PSA-ratio is expected to always be in range [0.0, 1.0], but in our dataset, it is not (cause unknown)

PSA ratio > 1.0: 3 data points (max: 221.3%)

PSA ratio < 0.0: 91 data points (min: -0.5%)

PSA: error with average (resolution: 15min)

	imbalance_in_psa, value = avg(x)	ratio, value = avg(x)	imbalance_in_psa, value = avg(abs(x))	ratio, value = avg(abs(x))
MAE		5.235855		0.348538
7.987769	0.348538			
MSE		54.621476		0.149294
100.328925	0.149294			
WMAPE		3.321083		0.488093
1.540798	0.488091			
value		-1.576550		0.714082
5.184178	0.714083			

PSA: error with average (resolution: 1h)

(!) ignoring 2 Inf/NaN/partial values; proceeding with 8782 values (99.977%)

	imbalance_in_psa, value = avg(x)	ratio, value = avg(x)	imbalance_in_psa, value = avg(abs(x))	ratio, value = avg(abs(x))
MAE		19.754251		0.489495
30.309704	0.481183			
MSE		744.774150		4.934806
1431.589858	4.962713			
WMAPE		3.132512		0.730383
1.523027	0.574723			
value		-6.306202		0.670189
19.900967	0.837242			

PSA ratio distribution:

distribution

PSA ratio is ...

... strictly less than 100% 43.1% of the time

... exactly 100% 56.9% of the time

distr. 15min

PSA ratio	
0.017216	0.049732
0.039393	0.035641
0.061570	0.023429
0.083747	0.019386
0.105924	0.016796
0.128101	0.015999
0.150278	0.012212
0.172455	0.012156
0.194632	0.010818
0.216809	0.010220
0.238986	0.010020
0.261163	0.008711
0.283340	0.008540
0.305517	0.008996
0.327694	0.007515
0.349871	0.007629
0.372048	0.007942
0.394225	0.007458
0.416402	0.007345
0.438579	0.006462
0.460756	0.006946
0.482933	0.005494
0.505110	0.007145
0.527287	0.005893
0.549464	0.005779

0.571641	0.005523
0.593818	0.005437
0.615995	0.005836
0.638172	0.005893
0.660349	0.005266
0.682526	0.004982
0.704703	0.004726
0.726880	0.005039
0.749057	0.004925
0.771234	0.004839
0.793411	0.005665
0.815588	0.005067
0.837765	0.004299
0.859942	0.004839
0.882119	0.005580
0.904296	0.004896
0.926473	0.005096
0.948650	0.005266
0.970827	0.005665
0.993004	0.005580
1.015181	0.577203
1.059535	0.000028
1.259128	0.000028
2.212740	0.000028

When averaging on 1h, PSA ratio is expected to sometimes be outside of range [0.0, 1.0]:
distr. 1h

PSA ratio	
-49.900561	0.000114
-41.189363	0.000114
-38.118365	0.000114
-36.171392	0.000114
-28.724724	0.000114
-24.770563	0.000114
-22.060858	0.000114
-21.358342	0.000114
-14.935340	0.000114
-11.523119	0.000114
-11.041394	0.000114
-11.021322	0.000114
-9.395500	0.000114
-9.094421	0.000114
-8.492265	0.000114
-7.769677	0.000114
-7.749605	0.000114
-7.308024	0.000114
-6.505149	0.000114
-6.444933	0.000114
-6.143855	0.000114
-6.023423	0.000114
-6.003351	0.000114
-5.401195	0.000114
-5.180404	0.000114
-4.879326	0.000114
-4.678607	0.000114
-4.658535	0.000114
-4.096523	0.000114
-4.056379	0.000228
-3.996163	0.000114
-3.915876	0.000114
-3.835588	0.000114
-3.775372	0.000114
-3.755300	0.000114
-3.675013	0.000114
-3.574654	0.000114
-3.554582	0.000114
-3.454222	0.000114

-3.253503	0.000114
-3.193288	0.000114
-3.153144	0.000114
-2.992569	0.000114
-2.852066	0.000114
-2.791850	0.000114
-2.771778	0.000114
-2.731634	0.000114
-2.430556	0.000114
-2.350269	0.000114
-2.189694	0.000114
-2.049190	0.000114
-2.029119	0.000114
-1.948831	0.000114
-1.888615	0.000114
-1.848472	0.000114
-1.748112	0.000114
-1.687896	0.000228
-1.607609	0.000228
-1.587537	0.000114
-1.567465	0.000114
-1.547393	0.000114
-1.527321	0.000228
-1.467106	0.000228
-1.386818	0.000114
-1.366746	0.000114
-1.306531	0.000683
-1.286459	0.000114
-1.266387	0.000114
-1.246315	0.000455
-1.226243	0.000114
-1.186099	0.000114
-1.166028	0.000114
-1.145956	0.000228
-1.105812	0.000114
-1.085740	0.000228
-1.065668	0.000228
-1.025524	0.000342
-1.005452	0.000114
-0.985381	0.000114
-0.945237	0.000228
-0.925165	0.000114
-0.885021	0.000114
-0.844877	0.000228
-0.824805	0.000228
-0.804734	0.000342
-0.784662	0.000114
-0.724446	0.000455
-0.704374	0.000342
-0.664230	0.000342
-0.644159	0.000228
-0.604015	0.000114
-0.583943	0.000342
-0.563871	0.000455
-0.543799	0.000114
-0.523727	0.000569
-0.503655	0.000342
-0.483583	0.000342
-0.463512	0.000455
-0.443440	0.000569
-0.423368	0.000683
-0.403296	0.000342
-0.383224	0.000569
-0.363152	0.000455
-0.343080	0.000569
-0.323008	0.000683
-0.302937	0.000911

-0.282865	0.000455
-0.262793	0.000342
-0.242721	0.000683
-0.222649	0.001138
-0.202577	0.001252
-0.182505	0.000342
-0.162433	0.000797
-0.142361	0.000797
-0.122290	0.000797
-0.102218	0.001594
-0.082146	0.000797
-0.062074	0.001821
-0.042002	0.001821
-0.021930	0.001594
-0.001858	0.002049
0.018214	0.016963
0.038285	0.016963
0.058357	0.016507
0.078429	0.013889
0.098501	0.011384
0.118573	0.011726
0.138645	0.011954
0.158717	0.010246
0.178789	0.010474
0.198861	0.012295
0.218932	0.010474
0.239004	0.008994
0.259076	0.009904
0.279148	0.011157
0.299220	0.010929
0.319292	0.011043
0.339364	0.009335
0.359436	0.010929
0.379508	0.010474
0.399579	0.011840
0.419651	0.011840
0.439723	0.010132
0.459795	0.010474
0.479867	0.010246
0.499939	0.010474
0.520011	0.011384
0.540083	0.011840
0.560154	0.014913
0.580226	0.010474
0.600298	0.012181
0.620370	0.008994
0.640442	0.010701
0.660514	0.012181
0.680586	0.012295
0.700658	0.012181
0.720730	0.009904
0.740801	0.013547
0.760873	0.009563
0.780945	0.010929
0.801017	0.011043
0.821089	0.013775
0.841161	0.014003
0.861233	0.010929
0.881305	0.011043
0.901376	0.012978
0.921448	0.013206
0.941520	0.011270
0.961592	0.015938
0.981664	0.014458
1.001736	0.331284
1.021808	0.001935
1.041880	0.001594

1.061952	0.001708
1.082023	0.002277
1.102095	0.001708
1.122167	0.001708
1.142239	0.002391
1.162311	0.001252
1.182383	0.001252
1.202455	0.001252
1.222527	0.001025
1.242599	0.001366
1.262670	0.000911
1.282742	0.000797
1.302814	0.001252
1.322886	0.001252
1.342958	0.001025
1.363030	0.001594
1.383102	0.000797
1.403174	0.000683
1.443317	0.000228
1.463389	0.000797
1.483461	0.000455
1.503533	0.000342
1.523605	0.000569
1.543677	0.000114
1.563749	0.000797
1.583821	0.000114
1.603892	0.000455
1.623964	0.000569
1.644036	0.000114
1.664108	0.000683
1.684180	0.000455
1.704252	0.000228
1.724324	0.000228
1.744396	0.000455
1.764467	0.000342
1.784539	0.000569
1.804611	0.000228
1.844755	0.000228
1.864827	0.000114
1.884899	0.000683
1.904971	0.000114
1.925043	0.000228
1.945114	0.000455
1.985258	0.000228
2.025402	0.000342
2.045474	0.000114
2.065546	0.000342
2.085618	0.000228
2.105689	0.000569
2.125761	0.000342
2.145833	0.000114
2.165905	0.000114
2.206049	0.000114
2.226121	0.000114
2.286336	0.000342
2.366624	0.000342
2.386696	0.000228
2.406768	0.000114
2.426840	0.000228
2.466983	0.000114
2.507127	0.000114
2.567343	0.000228
2.587415	0.000114
2.647630	0.000114
2.687774	0.000114
2.727918	0.000228
2.768062	0.000114

2.788134	0.000114
2.888493	0.000114
2.968780	0.000114
3.049068	0.000114
3.189571	0.000114
3.209643	0.000114
3.229715	0.000114
3.249787	0.000342
3.370218	0.000114
3.410362	0.000114
3.550865	0.000114
3.611081	0.000114
3.671296	0.000114
3.691368	0.000114
3.711440	0.000114
3.731512	0.000114
3.791728	0.000114
3.831871	0.000114
3.932231	0.000114
4.072734	0.000114
4.112878	0.000114
4.132950	0.000114
4.273453	0.000114
4.434028	0.000114
4.514316	0.000228
4.614675	0.000114
4.875609	0.000114
4.935825	0.000114
5.036184	0.000114
5.377407	0.000114
5.397478	0.000114
5.477766	0.000114
5.698557	0.000114
5.879204	0.000114
5.999635	0.000114
6.059851	0.000114
6.120066	0.000342
6.140138	0.000114
6.340857	0.000114
6.441216	0.000114
6.822582	0.000114
6.943013	0.000114
7.063445	0.000114
7.444811	0.000114
8.267758	0.000114
8.669195	0.000114
8.729411	0.000114
8.769555	0.000114
9.311496	0.000114
9.411855	0.000114
9.793221	0.000114
9.973868	0.000114
10.174587	0.000114
10.776743	0.000114
12.583213	0.000114
14.449898	0.000114
18.002621	0.000114
18.283628	0.000114
19.548156	0.000114
19.829163	0.000114
25.228499	0.000114
34.300991	0.000114
36.589185	0.000114
41.406437	0.000114
41.888163	0.000114
88.555292	0.000114

R²-analysis

	friday	saturday	sunday	monday	bridging_day	bank_holidays	closed_shops
scholar_holidays	summer_time	days_from_solstice					
fmv	0.001880	0.010377	0.035048	0.001643	0.000218	0.004138	0.003817
0.037845	0.359122		0.348665				
oiken	0.000486	0.001464	0.006707	0.000034	0.000150	0.000336	0.000468
0.035999	0.615572		0.701546				

	friday	saturday	sunday	monday	bridging_day	bank_holidays	closed_shops
closed_shops	scholar_holidays	summer_time	days_from_solstice				
SRE-	TRE+	TRE-	spot_da	spot_id_index	spot_id_id3	spot_id_id1	spot_id_wap
tre_short_qty	tre_long_qty	tre_short_cost	tre_long_cost	tre_short_price	tre_long_price		
imbalance_before_psa	0.000183	0.000197	0.000005	0.000407	0.000104		0.001330
0.004090		0.003607	4.489393e-07		0.002634	0.013694	0.033153
0.058009	0.078433	0.024418		0.016255	0.005192	0.003949	0.014594
0.049393	0.062986		0.000351	0.000160		0.000008	0.030095
imbalance_after_psa	0.000019	0.000400	0.000064	0.003136	0.000688		0.000417
0.000950		0.000466	7.121683e-04		0.000068	0.015277	0.075622
0.128221	0.137526	0.016239		0.008534	0.003125	0.002177	0.007610
0.113953	0.116184		0.001276	0.000331		0.000128	0.041987
long		0.004237	0.002101	0.053600	0.000090	0.000014	0.002646
0.000065		0.002234	2.062171e-02		0.070307	0.063750	0.027197
0.011006	0.143592	0.468809		0.189512	0.121193	0.091969	0.192776
0.010549	0.111573		0.004016	0.276329		0.040457	0.798758
short		0.000174	0.001283	0.002685	0.000019	0.000036	0.000369
0.000100		0.001122	8.004639e-03		0.020092	0.028993	0.008710
0.047842	0.000939	0.089962		0.037659	0.034880	0.027067	0.031315
0.058018	0.000845		0.756621	0.000235		0.834763	0.338926

	friday	saturday	sunday	monday	bridging_day	bank_holidays	closed_shops
scholar_holidays	summer_time	days_from_solstice					
fmv	0.001880	0.010377	0.035048	0.001643	0.000218	0.004138	0.003817
0.037845	0.359122		0.348665				
oiken	0.000486	0.001464	0.006707	0.000034	0.000150	0.000336	0.000468
0.035999	0.615572		0.701546				

	friday	saturday	sunday	monday	bridging_day	bank_holidays	closed_shops
closed_shops	scholar_holidays	summer_time	days_from_solstice				
SRE-	TRE+	TRE-	spot_da	spot_id_index	spot_id_id3	spot_id_id1	spot_id_wap
tre_short_qty	tre_long_qty	tre_short_cost	tre_long_cost	tre_short_price	tre_long_price		
imbalance_before_psa	0.000183	0.000197	0.000005	0.000407	0.000104		0.001330
0.004090		0.003607	4.489393e-07		0.002634	0.013694	0.033153
0.058009	0.078433	0.024418		0.016255	0.005192	0.003949	0.014594
0.049393	0.062986		0.000351	0.000160		0.000008	0.030095
imbalance_after_psa	0.000019	0.000400	0.000064	0.003136	0.000688		0.000417
0.000950		0.000466	7.121683e-04		0.000068	0.015277	0.075622
0.128221	0.137526	0.016239		0.008534	0.003125	0.002177	0.007610
0.113953	0.116184		0.001276	0.000331		0.000128	0.041987
long		0.004237	0.002101	0.053600	0.000090	0.000014	0.002646
0.000065		0.002234	2.062171e-02		0.070307	0.063750	0.027197
0.011006	0.143592	0.468809		0.189512	0.121193	0.091969	0.192776
0.010549	0.111573		0.004016	0.276329		0.040457	0.798758
short		0.000174	0.001283	0.002685	0.000019	0.000036	0.000369
0.000100		0.001122	8.004639e-03		0.020092	0.028993	0.008710
0.047842	0.000939	0.089962		0.037659	0.034880	0.027067	0.031315
0.058018	0.000845		0.756621	0.000235		0.834763	0.338926

SRE assumptions analysis

SG-price as a function of SRE is not derivable at zero.

In practice, SRE is almost always non-zero.

The following measures the impact of assuming it always is.

Swissgrid price with SRE (check whether there actually was SRE)

	long	short
MAE	1.053916	2.783113
MSE	8.546762	898.234180
WMAPE	0.055240	0.048707

Swissgrid price without SRE (assume there always is SRE)

	long	short
MAE	1.079413	2.822530
MSE	8.787504	898.510181
WMAPE	0.056652	0.049363

TERRE-removal analysis

TERRE (TRE activations from European market) are included in 'energy_data_ch' but not in 'tre_trades'.

The following measures the impact of this oversight.

Comparing TRE data 'with TERRE' vs 'without TERRE'

7341 data points

	TRE-	TRE+
MAE	3.676554	3.930854
MSE	195.032596	269.192761
WMAPE	0.195347	0.166866

Quickcheck: exclude dates with TERRE from 'energy_data_ch'. The remaining data are identical

5878 data points

	TRE-	TRE+
MAE	0.0	0.0
MSE	0.0	0.0
WMAPE	0.0	0.0

Swissgrid price with TERRE (do not remove it, just assume it is zero)

7317 data points

	long	short
MAE	1.551360	5.042608
MSE	48.208853	5185.149581
WMAPE	0.078869	0.081005

Swissgrid price without TERRE (ignore dates where it is not zero)

5856 data points

	long	short
MAE	1.079413	2.822530
MSE	8.787504	898.510181
WMAPE	0.056652	0.049363

TRE and SRE data mining

Quick analysis of TRE and SRE data

TRE and SRE quantities are in the same order of magnitude:

- `mean(abs(TRE))`: 43.10889129697108

- `mean(abs(SRE))`: 26.787085162833066

R-squared analysis of TRE and SRE:

- `R^2`: 0.009680759708264165

- `R^2 of absolute values`: 0.0070927565736473635

- `R^2 of sign of values`: 0.009678173954569593

TRE-resampling analysis

We resample the hourly TRE-cost with a constant resolution.
The following measures the impact of this simplification.

TRE COSTS

```
with resampling
(!) ignoring 6 Inf/NaN/partial values; proceeding with 5872 values (99.898%)
      tre_short_cost  tre_long_cost
MAE      1.277834e+03      6.491877
MSE      7.234338e+08     26401.273570
WMAPE     8.635818e-01      0.019735
(5872 data points)
```

```
without resampling (rounding errors)
      tre_short_cost  tre_long_cost
MAE      2.114971      0.024158
MSE     4575.927935      3.430419
WMAPE     0.001369      0.000073
(5878 data points)
```

SG PRICES

```
(!) ignoring 159 Inf/NaN/partial values; proceeding with 5719 values (97.295%)
```

```
estimated from official TRE
      long      short
MAE     1.083489     2.720208
MSE     8.828622    872.566585
WMAPE    0.056882     0.047638
(5719 data points)
```

```
estimated from non-resampled TRE
      long      short
MAE     1.083862     2.743862
MSE     8.829434    873.241296
WMAPE    0.056900     0.048072
(5719 data points)
```

```
estimated from resampled TRE
      long      short
MAE     1.093157     6.227187
MSE     9.035624   7006.636658
WMAPE    0.057379     0.102791
(5719 data points)
```

TRE-resampling explanation

We resample the hourly TRE-cost with a constant resolution.
The following explains what this simplification means.

Example of resampling TRE market

NB: displaying only 2 hours of market (unreadable otherwise)

exact TRE costs, by quantity

timestamp	quantity	cost
2020-03-24 22:00:00+00:00	-1160.0	131111.6
	-1155.0	128611.6
	-1150.0	126111.6
	-1140.0	121121.6
	-1135.0	118671.6
...		...
2020-03-24 23:00:00+00:00	1462.0	2036730.9
	1467.0	2086725.9
	1477.0	2186715.9
	1487.0	2286705.9
	1502.0	2436690.9

[420 rows x 3 columns]

resampled TRE costs, by quantity

timestamp	quantity	cost
2020-03-24 22:00:00+00:00	-991.000000	62694.360000
	-251.066667	-35.433333
	-185.800000	-472.000000
	-151.950000	-529.600000
	-131.600000	-529.600000
...		...
2020-03-24 23:00:00+00:00	131.600000	3772.520000
	151.950000	4457.262500
	185.800000	5678.368000
	251.066667	8218.777333
	991.000000	60524.800000

[102 rows x 3 columns]

NB: resampling quantities were chosen to split TRE offers in even quantiles:

	quantity	quantile TRE-	quantile TRE+
0.04	14.820408	0.045598	0.061023
0.08	19.960440	0.093073	0.101459
0.12	25.800000	0.138862	0.143114
0.16	31.873333	0.187992	0.180198
0.20	37.090909	0.226424	0.218973
0.24	39.875882	0.262217	0.262074
0.28	44.711765	0.306789	0.304341
0.32	47.942424	0.338941	0.341515
0.36	49.935207	0.376646	0.384878
0.40	54.875000	0.420973	0.419471
0.44	59.790741	0.459069	0.458440
0.48	64.650769	0.506000	0.483447
0.52	69.852325	0.534568	0.542337
0.56	74.850500	0.577086	0.590325
0.60	79.652174	0.609942	0.617415
0.64	84.601887	0.646315	0.658651
0.68	91.523077	0.688086	0.695973
0.72	99.758219	0.735322	0.734637
0.76	104.832258	0.781561	0.755915
0.80	115.777778	0.818691	0.794776
0.84	131.600000	0.860530	0.830686
0.88	151.950000	0.900970	0.866173

0.92	185.800000	0.941989	0.902378
0.96	251.066667	0.981387	0.940362
1.00	991.000000	1.000000	1.000000



12.2 Annexe 2 - Rapport de HES-SO Valais/Wallis

Report on GB-Flex options and perspectives for distributed decision-making in Balancing Groups

René Schumann Davide Calvaresi Khoa Nguyen
Caroline Tamarcaz Luca Altorfer

Preamble

This report summarizes the insights elicited by the members of the GB-flex project team at the HES-SO Valais/Wallis. The team contributed to the project by outlining the potentials of coordinated decision-making within a *balance group*, and how these beneficial forms of interactions among the partnering companies can be automated and therefore valorized. Balancing electric energy supply and demand also implies balancing out the balancing group Valais. This latter requires a constant effort characterized by continuous, often minor, adjustments. Thus, automated reactions are needed. Furthermore, during the GB-Flex project, the project team has learned that it is feasible – yet demanding – to provide an integrated centralized solution and commonly-agreed decision-making schemes. However, the required processes will not scale and are hard to adjust. Thus, the HES-SO Valais/Wallis team analyzed possible automated balancing forms of different types. Their aim is to maintain key benefits from centralized solutions, while avoiding their drawbacks and paving the way to fully automated solutions. The results of these efforts are consolidated in the following report. Please note that the activities of the balance groups in arranging post-scheduling adjustments are not in the scope of the project.

1 Situation of the Balancing Group

Balancing groups are a structure defined for balancing energy production and consumption in Switzerland. Typically, they group DSO (of which more than 700 exists in Switzerland). Each balancing group (BG) performance day-ahead forecasting, which it announces to the TSO. The TSO expects that the BG follows the announced plan as close as possible. In case it deviates, it is penalized by the TSO, as system services are required to balance out the network. Likewise, with intraday markets and local flexibility, DSOs can react to deviations from the plan during the particular day and allow for a penalties minimization.

However, in a previous project, that provided needed information (i.e., intraday forecasts) which should be more precise than the day-ahead forecasts, and therefore provide a foundation for correcting measures, it had to be stated that

these reactions did not happen. This is mainly due to the high cost of balancing transactions. Most of the smaller DSOs (the majority) do not have trading departments able to handle the foreseeable deviations and take corresponding actions (e.g., intervening in the energy market). Despite the remarkable penalties currently assigned to the DSOs, their limited dimensions do not allow for the establishment of trading departments. Nevertheless, the GB-Flex project can improve such scenarios.

The project aims to investigate ways to automatize the BG's balancing and demonstrate its feasibility. In particular, this report addresses different options for automated balancing, and the potential implications for the companies involved. To systematically lower transaction costs, we consider in our work that the decision-making for balancing (i.e. contracting) as well as the implementation of these decisions (i.e. contract fulfillment) need to be automated. Only a consequent automation will allow for an effective balancing, as there is a constant need for correcting measures, which often are rather small both in terms of the amount of energy as well as financial consequences. Thus, the continuous need for minor adjustments calls for automation. Indeed, despite singularly they are small quantities, they can add up to expensive costs that can be possibly avoided while at the same time leading to more stable grids.

2 Options for automated decision-making

To realize the balancing, different forms of automated decision-making processes can be considered. They range from entirely centralized to completely decentralized strategies. However, besides such extreme cases, several strategies combine elements from centralized and decentralized strategies (so-called hybrid). Focusing on the hybrid approach, we studied to which extent other actors are taken into account in the decisions within a GB and the related potential.

2.1 Centralized decision-making

A rather fast-appealing approach is one of the centralized decision-making. Since each BG has to be in contact with TSO, the entity representing the interests of the BG to the outside already exists. Such an entity can provide central decision-making, too. This solution approach requires that data gets centrally collected and analyzed for decision-making. These decisions then are implemented by this one particular partner. The resulting financial efforts and benefits need to be distributed then by this one entity among the partners.

Indeed, looking at the current situation at the BG Valais, we can see that such a centralized approach is currently followed. Figure 1 shows the IT architecture of the GB-Flex project. The company FMV is playing the role of the central coordinator. FMV has a trading department and is the most experienced in handling these obligations. In the current implementation of the automation of the balancing mechanism, it is considered a central system, too.

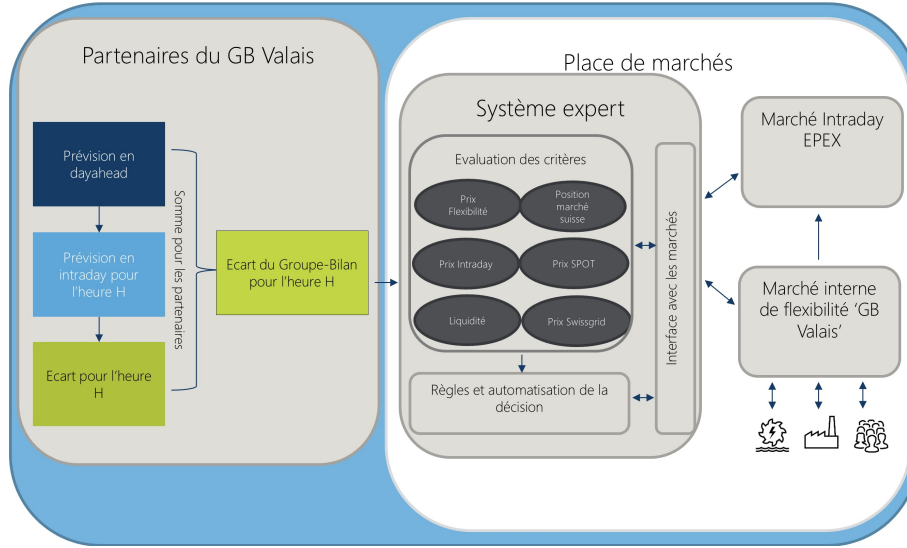


Figure 1: Architecture of the GB-Flex IT system

A clear advantage of a centralized approach is that if correctly implemented, it is clearer to be designed, and its decisions can be tracked — as there is only one entity that serves as a decision-making entity. In a centralized approach, the overall problem can be phrased and solved as an optimization problem (if no additional constraints arise — i.e., insufficient time/computation power to solve the problem). A simplified optimization model (attached to this report) has been provided for detailing this aspect.

The members of the BG can profit from the application of a mathematical optimizing model and, given the organization of the activities, *share the risk*. Moreover, in case members of the BG do have deviations from their predictions in opposing directions, these deviations nullify themselves without requiring any external action or even penalty enforcement. Thus, within a BG, each member has a risk-sharing element, where the other members (collaborating with the DSO) can potentially absorb and compensate for the negative effects.

However, it is worth noticing that this potential cannot be fully employed in the current implementation of the GB-Flex project, as local flexibility available cannot be fully exploited. This limitation is mainly due to the data integration, which in practice is more complicated.

The project GB-Flex has clearly indicated that the theoretical superiority of a centralized solution actually does suffer from practical implications. In other words, the attainment of theoretical gains cannot be guaranteed.

Data integration is an aspect that has posed both a technical and an organizational challenge. Existing IT systems need to be integrated, as the necessary data about day-ahead and partially intraday forecasting rely on inputs from pre-existing systems. Foremost, they have to be embedded and used by/within the

existing IT infrastructure of the companies. Thus, the interoperability challenge is outstanding and requires remarkable integration efforts. Another challenge observed in the first phase of the GB-Flex project stems from the organizational perspective. The partners of a BG are autonomous companies, which in the case of DSOs, are partially competing in a semi-opened energy market. Thus, establishing one of these components to make business-relevant decisions comes with a degree of loss-of-control, which triggers organizational resistance, and challenges the trust needed to implement such an approach. In fact, it influences the financial decision-making process of the coordinating entity, and it is also necessary to reveal a significant amount of sensitive internal information about internal operations. Thus, the partners in the BG, which are not coordinating it, are under the constant threat of a loss of critical information, which could be damaging in future competitions. The damage is even greater if the energy market faces more and wider liberalization, which is, among others, foreseen to happen by the SFOE.

Summarizing for centralized solution that they clearly offer some advantages like

- advantage of optimization;
- advantage of risk-sharing;
- only a limited amount of actors need to set-up resources for balancing.

However, it has to be stated that practically gaining the full advantages of this approach can be difficult, as there are technical and organizational challenges to be handled (i.e., implementation/scaling of the system). These disadvantages are the following:

- disadvantage of central unit controlling (Trust and transparency)
- need for data integration is an issue

2.2 Decentralized decision-making

On the other side of the spectrum, there are purely decentralized solutions for handling the balancing. In its most extreme form, which can only be considered theoretically, as balance groups operate these days on a mandatory regulatory base, each sub-balance group (SBG) would be solely responsible for its own activities and thus completely exposed to the effects of its local deviations, i.e. taking all potential costs and benefits from this by itself. This would be, for instance, the case if we consider every single actor (DSO) would be considered as an autonomous decision-making entity responsible for its own balancing. Such a situation would theoretically make BG obsolete, which at the moment is not foreseen in the current regulative framework. However, we see in recent research projects on energy micro-trading rather extreme forms of these overall ideas. This approach obviously fully preserves (by design) the local autonomy, as there exists no global decision-making entity, and consequently, no problems

like data integration or the threats of revealing critical information to other companies exist. While clearly the amount of energy that needs to be balanced for every actor is smaller, and thus the potential cost risks, the same does not hold for the effort that would be necessary. Actually, as each entity would be responsible for its balancing, the required reasoning on balancing activities would have to be established for all actors. This, however, would be for most actors not efficient, as the potential costs would be higher than the expected penalties for being not balanced.

This can actually lead to a lose-lose situation. On the one hand, the companies will face higher costs for potential deviations that cannot be balanced and or higher costs for balancing. On the other hand, the overall grid situation worsens. Due to less balancing activities happening from companies, more efforts have to be taken by the TSO to stabilize the grid. This can potentially also result in a larger need for system services, which will further increase grid costs. It is worth noticing that it does not automatically mean that more energy is needed for balancing, but the efforts for planning and its activation, and therefore the activities related to the balancing itself would increase on the side of the TSO. And while this would end up in a rather central decision-making on the side of the TSO, it would not allow for acting efficient, as no data integration would happen, and the TSO would need to handle the balancing purely re-actively, which would not allow for optimization to actually happen.

In our experiments, we have considered this scenario purely as a baseline scenario, which corresponds to the case where all actors decide to *do nothing*.

It goes without saying that the situation can be improved if each actor chooses to actively use its local flexibility or engages itself in the energy markets. However, establishing a trading department or setting up an automated planning and trading system will be significant for most of the current actors. Thus, although we have no reliable data on required investment costs for the entire industry, it remains reasonable to consider that this option is neither economically nor from the grid perspective preferable.

So in summary we have (theoretically) the following advantages.

- autonomy of actors
- no needs for data integration

It comes, in its naive form, as outlined here with a number of significant disadvantages.

- absence of risk sharing, everyone is exposed to the risk
- everyone need to invest into balancing efforts (More effort on each partner)
- no lower cost balancing with others

2.3 Need for hybrid solutions

As outlined above, both central and decentralized solutions come with significant drawbacks. Moreover, a purely decentralized solution is actually not even

allowed by the regulative system, and should not be aimed for in a naive way, as outlined above. Based on the GB-Flex project’s experiences, the centralized solution also has reasonable practical and relevant drawbacks. In particular, the significant efforts for the data integration seem to underline that the centralized approach has serious scaling problems, making it hard to integrate more partners into a BG and transferring the concept to other BGs in Switzerland.

This actually leads to the insight that neither of these approaches for future solutions for balancing groups can be unconditionally recommended. Therefore, we detail in our investigations how hybrid solutions, which combine elements from centralized and decentralized solutions, can be utilized. These hybrid solutions shall enable the valorization of the significant benefits of centralized solutions like:

- advantage of optimization
- advantage of risk-sharing
- only a limited amount of actors need to set-up resources for balancing

With benefits that originating from decentralized solutions, like:

- autonomy of actors
- no needs for data integration

And while both aspects cannot be achieved in absolute terms, as this would be possible in *pure* solutions, it shall still be possible to obtain the main benefits. In the following of this report, we will outline the insights we obtained investigating more into these types of decision-making forms, and what behaviors we can expect from the participants, which consequences this might have, and therefore we aim for analysing how future arrangements in BG needs to be designed, and how this can be facilitated with automated decision-making and decision implementation.

3 Analysis on hybrid solutions

In this section, we will investigate the hybrid strategies in more detail. In particular, we also analyze how different strategies for interacting within the BG-Valais will result in different outcomes for the different actors.

3.1 Sub-balancing group representation

We have already outlined that sub-balancing groups today are independent companies, i.e. DSOs, which have to collaborate in a balancing group. In a system for autonomous decision-making, we need to find an adequate representation of this situation. Therefore, we use software agents, also referred to as actors. Each of these agents represents a particular sub-balancing group. As such, they

have to make decisions on their behalf and represent the particular interest of the given entity.

Hereafter, we refer to agents/actors interchangeably as synonymous with sub-balancing groups.

3.2 Actors strategies

As an agent represents a particular sub-balancing group and has to act on its behalf, its behavior has to be specified by the corresponding SBG (or at least been selected by it).

We have defined several strategies a partner in the BG could adopt. It has to be stated that each of these represents idealized and simplified forms of decision-making. It goes without saying that a number of potentially relevant aspects could not be considered, either as they are not quantifiable (i.e., politically motivated decisions) or, like local flexibility markets, for which not enough data was available to include these aspects into a decision-making model. Please note that while this simplifies the presented model, it does not necessarily jeopardize the overall obtained results. It could be assumed that these data could have been obtained in a similar form after each actor has optimized its local flexibility usage (for its own purpose only). However, we have based our study only on the available data to ensure plausibility and grounding of the results. In the following, we present the different strategies and how they influence the decision-making process of a partner in the BG.

3.2.1 Do nothing

Partners do nothing to prevent penalties. This scenario can be used as the baseline to observe the potential penalties for the BG. It also represents to larger parts what would happen without a project like GB-Flex.

3.2.2 Competitive

Partners deal with the outside market exclusively and do not interact with each other. They buy when forecasts are short and sell if they are long. This strategy aims to maximize profits for the one that has a long forecast.

3.2.3 Cooperative

Partners exchange energy with each other exclusively. If the forecast is long, they try to sell to others who are short. In this case, they help each other to prevent penalties for the BG.

3.2.4 Opportunistic

Partners aim to optimize their profits while also preventing penalties for the whole BG. To do so, a partner that has surplus trades with others that has

short forecasts. Then, when there is no request from others, it sells the rest to the outside market.

3.3 On simulating the Balancing Group activities

We have designed and developed a system enabling the definition, simulation, and evaluation of several strategies applied to both synthetic and real-world data-sets (more than six months of data acquired from 02/2021 to 08/2021 formatted on a 96-intervals day basis). In particular, it comprises of a web interface (to set up the input values and visualize the results) and a back-end simulator enacting the BG, SBGs, and their behaviors w.r.t. the forecasts and the SBGs strategies. The front-end is created using Express¹ - a Node.js web application framework - and React². The back-end is based on a multi-agent simulation framework, namely Repast³.

Using the web interface, it is possible to define the following inputs and configurations (see further information in Appendix A):

- load existing data-sets from real-world scenarios (market prices extracted from real usages/productions in the Canton Valais) or create a new scenario from a template;
- edit existing scenarios (it allows to test well-defined situations as well as study corner-cases);
- the generation of random market prices (based on customizable seed, min, and max);
- the energy market price for each step;
- the penalty for over-/under-production (per time step);
- the generation of random penalty costs (based on customizable seed, min, and max);
- pre-defined buying/selling strategies: cooperative - contracting and accepting other SBGs conditions, competitive - directly contact the market to sell/buy energy or custom where the agent evaluates whether to sell-/buy from other SBGs or the market or if paying the penalty would be more convenient;
- custom buying/selling strategies for each step: max cost, initial/final time step, and trading partners (single actors or applied to everybody);

Once these parameters have been set, the inputs are organized in a JSON file and fed to the simulator. In turn, the execution of the simulation (a day of interactions takes roughly twenty seconds) generates two JSON files containing the log of SBGs' trading activities and transactions for smart contract simulation.

¹<http://expressjs.com>

²<https://reactjs.org>

³<https://repast.github.io>

The internal structure of the simulator is shown in Figure 2. There are 3 main types of agents: *BG*, *SBG* and *External market*. BGs send their forecasts to SBGs but do not have direct control over SBGs. External market is a reactive agent, i.e. its main function is to response to requests from SBG. Each SBG agent can interact with one another or the external market depending on its strategy, which is further discussed below.

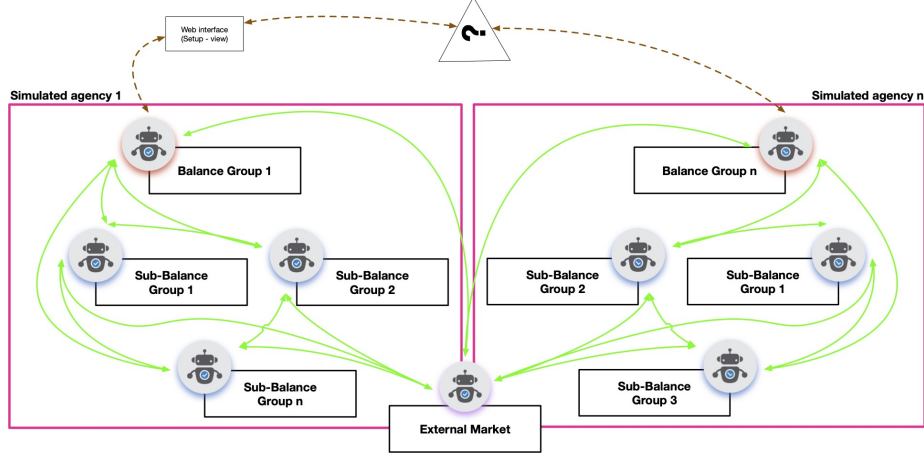


Figure 2: Agent schema.

The SBG's decision-making can be seen on Figure 3. The system clock triggers a check of the intraday forecast every 15 *simulated* minutes. According to the possible divergence from the estimated/expected value (performed by each SBG), an action respecting the defined policies is taken. The main aim of all SBG is to get their delta (the difference between their day-ahead and their intraday forecast) to zero, which will result in no penalty for them.

If the delta is positive (excess of production), a *competitive* agent directly contact the external market to sell energy. Contrarily, a *cooperative* or *opportunistic* agent first tries to provide this energy to other SBGs with a proposed price (usually at a reduced rate compared to the external market) and wait for responses from those SBGs that have negative delta. After the bidding window (adjustable) finishes, the agent then answers these requests by choosing the best offer. This iteration continues until there is no other request from a SBG or certain time has passed (currently set at next time-step). If an *opportunistic* SBG still have a non-zero delta, it would start trading directly with the market.

Similarly, a *competitive* SBG that has a negative delta first will buy from the market. While a *cooperative* or *opportunistic* agent will first send their requests within the BG. In case a request is accepted, the SBG will record this interaction in a transaction log that is also used for creating block chain outputs (see below). If the offer is rejected, it would wait for the next bidding window and send another request. If there's no longer a selling broadcast, the SBG with *opportunistic* strategy would then trade directly with the external market to

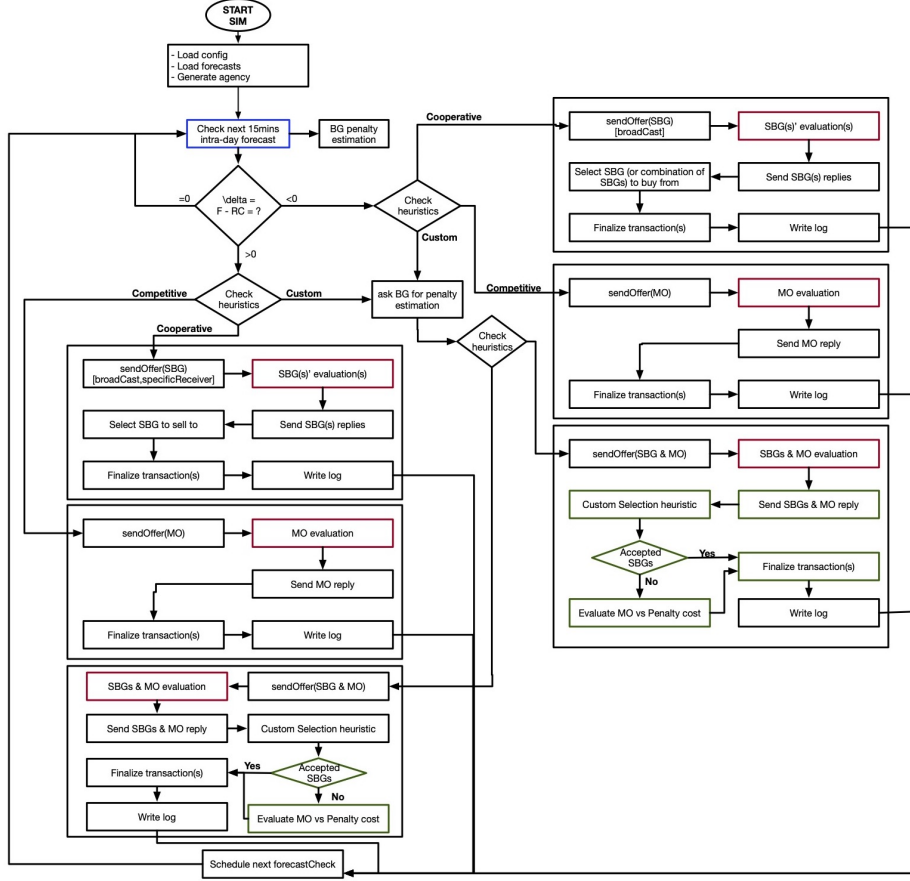


Figure 3: SBG decision-making.

resolve a remaining negative delta.

The completion of one time step triggers the release of the next intraday forecast, which entails the repetition of what described above. At the end of all time step, the block chain transaction log is used for the deployment of the made agreements onto the blockchain. All SBGs' activities and their penalties are also recorded in a separated log for viewing results / debugging.

3.4 Results from the evaluation of different hybrid solutions

3.4.1 Real-World available data set

We have obtained data from the GB-Valais, which contains of these three main actors *FMV*, *INERA* and *OIKEN*. We use for this case study the data for a period of 6 month (Feb 21 – Jul 21). We are aware that this 6 month do

not cover the full seasonality of the market, and therefore are not complete. Nevertheless, we decided for using the full period of time to showcase if possible various effects as well it allows us not to ignore extraordinary events which would be the case if we had chosen a representative shorter period, nor is too heavily influenced by these effects either. However, it needs to be stated that in the given period there is typically a surplus an production in the region, and therefore also the energy producers are more likely to be long in their positions, and thus can gain money from selling the extra energy on the intraday market. Thus, we see the gains from these online trading over-represented. This effects should reduce, if a full 12 month cycle is included, or forecasts are capturing better the here *unexpected* energy production.

In the provided data, there are some missing details:

- On the 28/03/2021, all data are missing between 2:00:00 and 3:15:00. They have been averaged in the simulation.
- During 09/02/2021 12:15 to 12/02/2021 18:00 and 20/02/2021 09:15 to 22/02/2021 12:00, there are no FMV's intraday data, lacking data has been set to match FMV day-ahead forecasts.

However, due to the longer-term period used for analysis we consider the effect of these needed correction as minor.

Additionally we assume that in the short-term energy markets always enough liquidity is available, i.e. all sale offers or buy requests are always served, given the market price is paid. Thus, in theory, all penalties can be avoided as long as the market price is below the penalty imposed by the TSO. However, as the penalty is related to energy prices this assumption virtually always holds.

3.4.2 Simulation results and discussion

In this study, we have always assumed that the intraday forecasts represent the *truth* upon which will be (re)acted.

As expected, as no corrective measures are taken, the approach currently employed by the real-world actors (*do nothing*) represents the worst possible solution for every entity within the BG Valais.

We do not consider the later evaluated real values. This is because aiming to minimize the anticipated penalties, an automated balancing system would take the same assumption we did.

We are aware that it does not correspond to reality, and consequently, it is possible in our idealized perspective to achieve situations with no penalties assigned when the intraday forecast is matched.

However, computing the results for the BG Valais, we have speculated on the possible behaviors of some companies. Below, we present the results that can be considered *typical* and are discussed from the perspective of a given SGB_x . Hereafter, the companies are referred to as SBG 1, SBG 2, and SBG 3.

Post simulation, the web interface of our system renders the numerical outcomes composing three graphs: (a) the costs/penalties occurred in the *do nothing* case, (b) the penalties generated by the implementation of the pre-selected

approach (i.e., competitive, collaborative, custom), and (c) the step-by-step gains (green) and losses (yellow). For example, Figure 4 show the results of three SBGs acting **opportunistically** in a working-day scenario extracted from the real-world dataset.

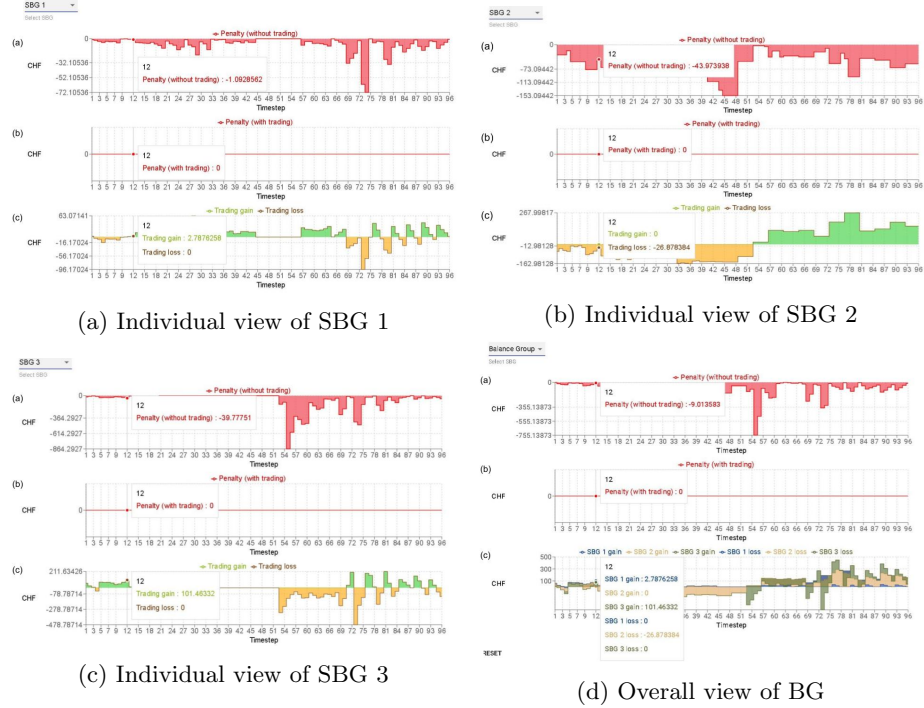


Figure 4: Results of SBG and BG when all actor behave opportunistically.

Looking closely at the figures above, we can see the potential impacts of implementing a strategy rather than doing nothing. For example, at step 12 in Figure 4a, SBG 1 has a positive delta (intraday forecast larger than the day-ahead forecast). Thus, it broadcast an offer to place such an overproduction and dodge the penalty. In such a data set, SBG 2 results to be short (intraday forecast lower than the day-ahead forecast); thus, it responds positively to SBG 1. This results in SBG 1 succeeding to sell its surplus and avoiding the penalty of that given step. Similarly, SBG 3 offers and sells its extra for SBG 2 and therefore avoid penalty (see Figure 4c). After these internal transactions, SBG 2 still, however, has a forecasting gap (the surplus of SBG 1 and SBG 3 were not sufficient to fill). This triggers SBG 2 further actions. Given the setting of this particular scenario, i.e. SGB2 follows a competitive strategy, thus, it will buy the still missing energy from the external market. In this case, the three SGBs are able to avoid penalties and at least SBG1 and SBG3 could sell their energy, reducing also the need for market interventions by SGB2. This can be seen in the overview of BG, i.e. Figure 4d, where there are no longer penalties

after trading and additional profits for SBG 1 and 3.

Our experiments investigate both scenarios with *aligned* strategies (i.e., all actors follow the same strategy) and *mixed* strategies (i.e., the actors have different strategies within the same run). Mixed strategies are particularly interesting to address situations where single SGBs decide (for whatever reason) to deviate from a commonly agreed strategy within the entire BG.

We have also tested all combinations with two actors following a common strategy and a third one deviating. Due to readability concerns, we do not provide all possible combinations investigated⁴. Nevertheless, Figure 5 compares interesting results from a series of scenarios where one actor (SBG1) performs a different strategy, and the others (SBG2 and SBG3) act opportunistically. All the figures show the views from the BG's perspective, indicating the possible penalties, gains, and losses for each SBG.

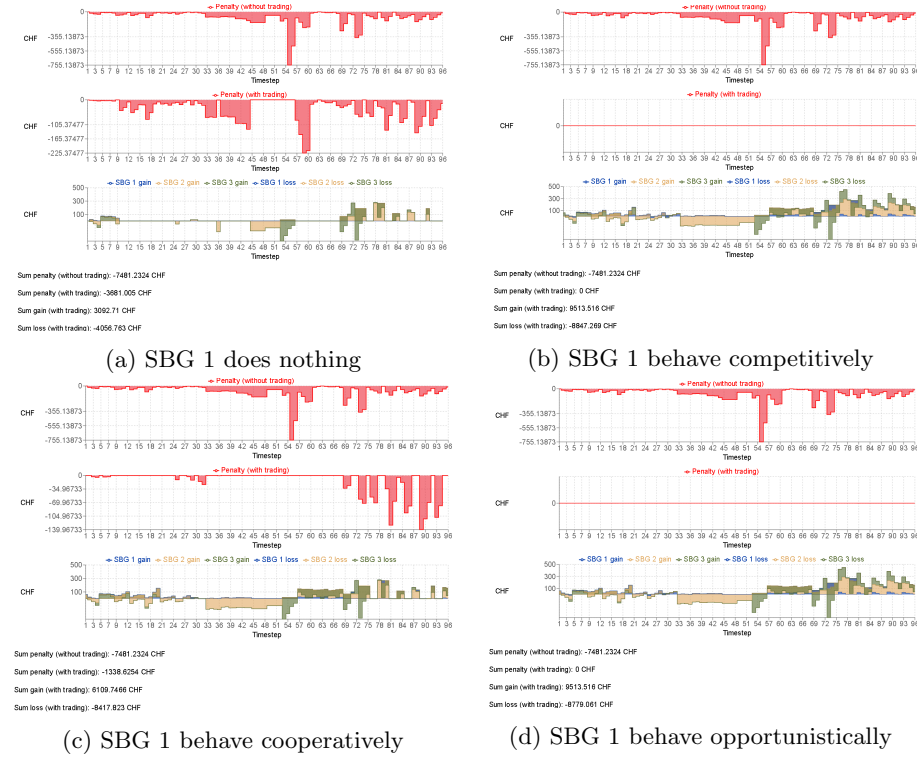


Figure 5: Results of scenarios where SBG1 has different strategies, while SBG2 and SBG3 behave opportunistically.

When SBG1 does nothing (see Figure 5a), the BG has to pay a penalty of 3'681 CHF and makes a loss at 4'645 CHF. Thus, as anticipated, if a partner adopts a passive behavior, it eventually results in a loss for the entire BG.

⁴The full set of the experimental outcomes is provided in a separate data file

If SBGs cooperate solely within a BG, there are some reductions in penalties. However, the BG still has a negative result of 3'646 CHF.

The competitive strategy (see Figure 5b) provides a more positive outlook. Yet, it overall still creates less profit for the BG compared to the opportunistic strategy. This is because SBG1 receives some subsidies when trying to sell its exceeded energy to the internal market first. The result can be sub-optimal for SBG1 when it tries to act differently from others. Therefore, the best scenario for the BG is having all opportunistic actors. This also applies to the individual SBG, whose optimal profit can only be obtained if it assumes that other groups will act opportunistically. Indeed, in all our experiments, the active agents (e.g., those that behave in the interest of the BG and their own) can actually implement very effective ways of balancing out the BG and gaining money.

Thus, our hypothesis stating that “hybrid solutions can be significantly beneficial to the BG, similarly to centralized solutions” is proven. Thereby, the need for centralization fades, sparing the actors from its related drawbacks. Moreover, we have seen that actors have an economic interest in choosing active strategies and, therefore, actively contributing to the BG interest.

4 Beyond negotiations: Automation of Contract fulfillment

As outlined in Section 1, the need for automation of the balancing activities is impelling. Conversely, most of the balancing potential cannot be utilized. Therefore, we consider combining the potential of hybrid forms of automated decision-making with automated decisions' implementations. Thus, from the perspective of the needed IT systems, the agreements need to be codified in an executable form. We consider here that smart contracts [Sza94, Nor15, Mei17] can encode the agreements made within the BGs, and ensure their correct and transparent execution within a distributed network of partners. In more general terms, we have outlined the potential for smart contracts as a means for automated contract fulfillment in [SDB18].

However, in our previous work [SDB18] the aforementioned work such considerations have a sole theoretical formulation, we have proposed a practical implementation of a blockchain-based solution that operates with the outputs (arrangements) performed among the actors within the simulator mentioned above. Within this project we propose another step towards a completely automated solution, as outlined in [SDB18] as we record the arrangements made by the agents on a blockchain for further processing.

To the best of our knowledge, no prior contributions have employed blockchain no designed/though blockchain-based systems for BGs. However, we could mention a widespread use of blockchain for energy trading (in particular micro-trading) as promoted in self-consumption communities and projects like the well-known SFOE P&D *Quartierstrom*. Also various scientific literature exists addressing these similar cases, e.g. [NIB⁺18, AS18]. In the micro-trading

scenario, the agents typically embody the households aiming to balance their energy production and consumption. While projects like the aforementioned are working on the efficiency of the blockchain operations, in particular as each trade made there is on small energy and financial amounts, or its security, it is less addressed how such micro-trading can be widely adopted. ^t The approach followed in this project is based on the notion of existing BGs and how their operations can be scaled and automated, allowing current BGs to evolve their involvement and responsibility.

As mentioned in the previous section, the simulator produces several outcomes. One of these is a JSON file collecting the information concerning solely *offers/requests*, the related *responses*, and the made agreements (see the JSON basic schema in Listing 1).

Listing 1: JSON transaction log basic structure.

```

1 { "items": [{
2   "OBJ_UNIT": "measuring unit (chf/KW)",
3   "OBJ_QTY": "amount",
4   "SENDER": "transaction initiator",
5   "TICK": "simulation time",
6   "OBJECT": "sell/buy",
7   "RECEIVER": "transaction receiver",
8   }]
9 }
```

Each item of such a file is translated in a transaction written and agreed upon on the blockchain ledger. The prototype relies on Fabric Hyperledger 2.2⁵. It implements a basic network composed of two peers belonging to two different organizations and interacting over a shared channel. The chaincode is shaped to receive the aforementioned transactions allowing init, creation, evaluation, and query of specific values or the entire ledger. The creation of new entries is decoupled with the instantiation of the chaincode, which allows storing multiple logs in a decoupled manner. Overall, a simulation of one day generates an average of 600 blockchain-relevant transactions. Processing such a log requires around 10 minutes. Hence, entering one transaction on the ledger requires 1 second (which is the default timeout implemented by Fabric Hyperledger). Therefore, considering the pace of the real-world dynamics such a solution can be considered completely viable.

5 Conclusion

In the GB-Flex project, the HES-SO Valais/Wallis team has investigated different aspects (i.e., needs, requirements, and constraints), leading towards automated decision-making to implement BGs balancing. Our first contribution is the investigation of the decision-making balancing processes, outcomes, effects,

⁵<https://hyperledger-fabric.readthedocs.io/en/release-2.2/>

and potential characteristics. On the one hand, we have leveraged data collected by our partners in the GB-Flex project. On the other hand, we designed and developed a simulator to perform more in-depth analyses (involving both synthetic and real-world data sets). The main insights of our analysis are:

- **purely centralized** solutions can provide theoretically optimal outcomes but have proven to be hard to implement. In particular, we refer to aspects such as the needed efforts for data integration and the required trust among the partners, indicating that this approach will have issues in scaling or being transferred to other places that do not already have a strong hierarchical structure.
- **purely decentralized** solutions are more likely causing higher balancing costs. Hence, balancing for SBGs is often expensive, given that fully automated and easy-to-deploy solutions for automated balancing are not available today. While projects like GB-Flex investigate the needed technology and insights for such types of systems, which are currently non-existing, and therefore in a near-/mid-future, this approach seems to be not desirable
- **hybrid** solutions, which combine elements from centralized and decentralized approaches, constitute a promising future direction.

Moreover, by exploiting the provided real-world dataset and the further simulations/analysis performed thanks to our system, we can provide detailed analyses on the hybrid solutions.

Based on the simulator built within the project, we have investigated the potential for hybrid solutions in the BG-Valais. We have tested different strategies and demonstrated that effective solutions can be found if agents act actively towards the balancing. By testing the effects of deviating from a commonly agreed-on strategy, we have shown that independent of the SBG, a partner that will not work actively towards balancing itself (and therefore also contributes to the BG) will suffer financially. So we can see that balancing by agents is possible, and it is in the interest of each agent and its represented SBG. Thus, each partner of the BG would have the interest to contribute to the distributed decision-making to obtain a financial benefit from it. So these companies have the authority to make local decisions but are also incentivized to contribute to reaching common goals and minimize their own costs / increase their own profits. Furthermore, a hybrid solution does not require a common data integration of all partners, as each partner knows only its forecasts, which forms the base for its decision-making. Only offers for helping others and their potential acceptance are transmitted, so also the amount of information leaving every partner is limited. Consequently, we have shown that balancing with a hybrid solution is feasible and is in the interest of the SBG, as it can provide benefits similar to a centralized solution while avoiding its main drawbacks.

The second contribution demonstrates how agreements made by software agents about the needed actions for balancing can be transformed automatically in code implementing smart contracts. These agreements can therefore

be stored on a blockchain. Encoding these agreements in blockchain allows for their automated execution and financial clearing of these activities. Indeed, by delegating these partners' agreements to a blockchain (preferably a private one shared among the partners), the decisions taken are transparent to all members of the BG. Furthermore, smart contracts allow for adding the specific logic needed for implementing a decision, as they represent executable code. Alternatively, other software can process this information off-chain, avoiding additional costs on blockchain computing. Our contribution shows that this use case for blockchains is not only a theoretical option. Hence, it can be feasibility implemented and provide a reasonable processing speed to handle the needs of a balancing group. Thus, we can conclude that this approach supports both the further automation of balancing and the implementations of hybrid and decentralized solutions for the balancing in BGs.

Summarizing our efforts, we have shown that the further development of automated solutions for balancing in BG hybrid solutions is a promising direction to evolve operations in BG. They allow for economically efficient and technically feasible implementation, offer a reasonable foundation for further technological and organizational developments, and provide scalability and transferability to other BGs. Finally, given the evidence mentioned above, we recommend the Balance Group Valais (and all the others) to investigate further and approach those types of solutions.

So far, we have shown the capabilities of the hybrid solutions mainly via simulations, in which they demonstrated promising results. Therefore, we recommend, to develop an implementation, which could be embodied in the existing solution developed in the GB-Flex system (e.g. as an alternative expert system) to further investigate the potentials of the agent-based approach in more realistic settings. This would allow to advance and refine the proposed system, which could lead to a direct comparison of different strategies. Furthermore, a hybrid agent-based approach will allow for a faster realization of the internal flexibility market, as data integration would only be necessary on the level of the SBGs, and not among all partners in the balancing group. While this should allow lowering technical burdens, it could also lower organizational processes change and, therefore, resistance.

Furthermore, the work on the contract fulfillment needs to be continued. Agreements are written on the blockchain at the moment. How these arrangements can be implemented afterward, and in particular the question if this should happen *on-chain* via smart contracts or *off-chain* via dedicated systems connected to the blockchain system, are open questions that require further investigations.

Finally, the developed simulator could be refined to ease its usability for non-experts. Such a system is envisioned as an aid for the SBGs in defining and evaluating their strategies ahead of their deployment.

References

- [AS18] N. Z. Aitzhan and D. Svetinovic. Security and privacy in decentralized energy trading through multi-signatures, blockchain and anonymous messaging streams. *IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing*, 15(5):840–852, Sept 2018.
- [Mei17] Thomas Heinz Meitinger. Smart contracts. *Informatik Spektrum*, 40(4):371–375, 2017.
- [NIB⁺18] Astrid Nieße, Norman Ihle, Stephan Balduin, Matthias Postina, Martin Tröschel, and Sebastian Lehnhoff. Distributed ledger technology for fully automated congestion management. *Energy Informatics*, 1(1):22, Oct 2018.
- [Nor15] Alex Norta. Creation of smart-contracting collaborations for decentralized autonomous organizations. In Raimundas Matulevičius and Marlon Dumas, editors, *Perspectives in Business Informatics Research*, pages 3–17, Cham, 2015. Springer International Publishing.
- [SDB18] René Schumann, Audrey Dupont, and Yvan Betrisey. Towards automated contract handling. In *2018 IEEE/WIC/ACM International Conference on Web Intelligence (WI)*, 2018.
- [Sza94] Nick Szabo. Smart contracts, 1994. <http://www.fon.hum.uva.nl/rob/Courses/InformationInSpeech/CDROM/Literature/LOTwinterschool2006/szabo.best.vwh.net/smart.contracts.html>.

A The simulator

The simulator has a web interface, which is implemented using Express ⁶ - a Node.js web application framework - and React ⁷ - A JavaScript library for building user interfaces. It provides an input in form of JSON file for a backend model, which is written with Repast ⁸, an open-source Java library for agent-based modeling, to simulate SBGs activities and their gains, losses, penalties and total. The complete model is stored as a *jar* file in the back-end and can be trigger by a shell script along with a new input.

The main screen divided into two functions: *Run new simulation* and *Load result*. We discusses these two functions as follow:

A.1 Run new simulation

This mode guides the users through the steps to set up a simulation, including:

- *OVERALL SETTING* allows users to load a preset (specific date, month) or create a new scenario (Figure 6). The time steps can be modified here in the second case. It is first set at 96 - the number of 15-minute intervals per day.

Figure 6: Overview setting of new simulation.

- *MARKET* sets the prices (per energy unit) for the external market that the SBGs can buy or sell. Users can change the prices by directly clicking on the row or populated with random prices using the fields beneath (Figure 7).
- *PENALTY* shows the penalties of overproduction and underproduction for the BG (Figure 8). They can be modified similarly to the market prices.

⁶<http://expressjs.com>

⁷<https://reactjs.org>

⁸<https://repast.github.io>

Overview

Market

Modify the market prices in the table or generate random using the fields below. Input same value for Min and Max for constant prices.

Time step	Market price
1	42.7
2	42.7
3	42.7
4	42.7
5	29.55
6	29.55

Rows per page: 100 of 96

Min: 0 Max: 30 Min: 90 GENERATE RANDOM

BACK NEXT

Figure 7: Market setting of new simulation.

Overview

Market

Penalty

Modify the penalties in the table or generate random using the fields below. Input same value for Min and Max for constant penalty.

Time step	Over-production	Under-production
1	16.5	26
2	16.5	26
3	16.5	15.3
4	16.5	15.3
5	15.96	27.94
6	15.96	27.94

Rows per page: 100 of 96

Min: 0 Max: 30 Min: 90 GENERATE RANDOM

BACK NEXT

Figure 8: Penalty setting of new simulation.

- *SUB-BALANCE GROUP* defines forecasts and actions of each actor per time step. Users can add more SBG group using the first button (Figure 9). For each SBG, daily-forecasts and inter-forecasts can be seen and changeable in a table. They can be modified by directly clicking on the row or populated with random prices. In the next section, buying and selling strategies can also be set, either as a whole simulation period or per interval (see Figure 10). The green sections indicate sets of selling strategies, while pink ones show buying behaviors.

In term of selling and buying strategies of a SBG, we focus on four type of decision-making:

- Do nothing: the SBG performs no trading activity.
- Competitive: the SBG only trade with outside market exclusively.
- Cooperative: the SBGs trade with each other exclusively.
- Custom: users can set separate rules for different intervals of time steps. In addition, maximum prices for buying and minimum prices for selling can be assigned here. The partner(s) / target(s) can also be selected from

Sub-Balance Group

+ ADD SUB-BALANCE GROUP

FMV — REMOVE

Modify the daily forecasts and inter forecasts in the table or generate random using the fields below. Input same value for Min and Max for constant forecasts.

Time step	Daily forecast	Inter forecast	Delta (daily/inter)
1	11.822	15.712	3.89
2	11.822	15.778	3.956
3	11.822	15.647	3.825
4	11.822	15.465	3.644

Rows per page: 100 1/96 of 96

Seed: 0 From (Energy unit): 0 To (Energy unit): 20 GENERATE RANDOM

Strategy settings:

Cooperative (trade with SBGs only) = Cooperative (trade with SBGs only)

Figure 9: Sub-balance group setting of new simulation.

Strategy settings:

Custom + ADD BUYING STRATEGY Custom + ADD SELLING STRATEGY

Buying strategy (the rule below will override this rule if applied periods are the same):

Max ODF per energy unit: 2 From time step: 1 To time step: 40 INEBA only

Buying strategy (the rule below will override this rule if applied periods are the same):

Max ODF per energy unit: 74 From time step: 1 To time step: 60 FMV only

Buying strategy (the rule below will override this rule if applied periods are the same):

Max ODF per energy unit: 43 From time step: 1 To time step: 96 Market

Buying strategy (the rule below will override this rule if applied periods are the same):

Max ODF per energy unit: 20 From time step: 20 To time step: 79 Market + SBGs

Figure 10: Custom strategy for sub-balance group.

a drop-down list. It should however be noted that the latter rules override the previous if they are applied to the same period. For example, one rule is being competitive for steps 1 - 10. A following rule states that the same SBG will be cooperative for 10 - 20. At step 10, this SBG will behave cooperatively.

The custom option allows users to have a degree of freedom to choose the partner(s), as well as strategy and price to interact. Combining with the ability to set limits for buying/selling prices, future analysis can make use of this flexibility to create detailed scenarios where different strategies are applied over a course of day/month/year.

When the *Send* button is clicked, the Express server create a JSON file. It is used as an input for the *run_model* shell script in the back-end to run the *complete_model* jar file. It takes average 20 seconds for the simulation to finish. The result (in form of a JSON file) is read by server and sent to the interface for displaying. This process also creates another JSON file that stores all the transaction between SBGs for block-chain simulation. The results are then shown as the following section.

A.2 Load result

User can use this function to load past simulation results. A list of past simulation is proposed, which is linked to the *data* folder in the source files. This mode can also be seen when a simulation finished.

Figure 11 shows the first screen when user chooses an scenario and clicks the *Submit* button. The main *Result* section has four different tabs:

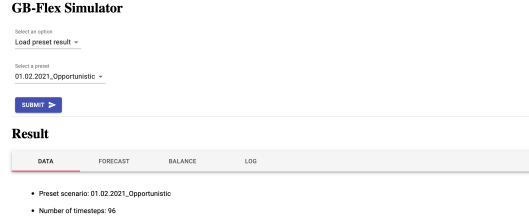


Figure 11: Overview of load result.

- *DATA* shows summary of the scenario settings, including name (usually include the time when user starts the backend model), number of time steps, market prices, lists of individual SBG's forecasts and strategies.
- *FORECASTS* displays daily-forecasts, inter-forecasts, and their differences (delta) in term of kW. The user can select between individual SBG (Figure 12) and BG (only delta graph). The first graph shows daily-forecasts with blue and inter-forecasts with brown. If the brown section overlap the blue, the delta is positive, which is indicated in the following graph with green. Contrarily, if the blue section is higher than the brown one, the delta is red (negative).

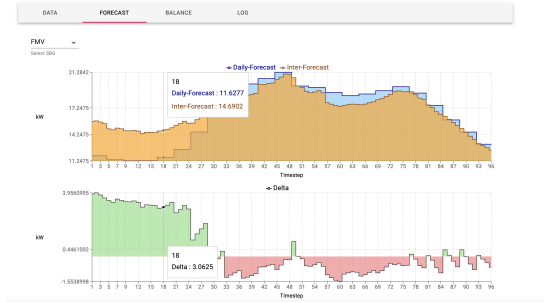


Figure 12: Forecast tab of result.

- *BALANCE* These graphs illustrate the penalties before and after trading, plus the gains and losses from such activities for BG and SBGs (Figure 13). The unit here is CHF. There are three graphs in this tab. The first

shows the penalty applied to the BG / SBG if nothing is done, i.e. no trading additives. The penalties after SBG applies its strategy can be seen in the next graph. User can observe the trading gains and losses in the last graph. The green sections here indicate selling while the brown ones capture buying actions. In addition, we also provide total penalties (without and with trading), gains and losses for each SBG.

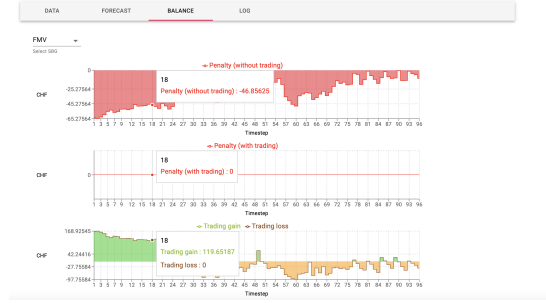


Figure 13: Balance tab of result.

- *LOG* lists the trading activities between SBGs and the market (Figure 14). It should be noted that all these actions happen before the forecasts and balance are reported. For example, the activities in steps 1.05, 1.1, 1.15, 1.20, 1.25 create the inter-forecasts and balance at step 17. A sub-list is created for block-chain simulation.

DATA	FORECAST	BALANCE	LOG																																																																																																																																																						
<table><tr><th>Tick</th><th>SBG</th><th>Action</th><th>Amount (kW)</th><th>Value per unit (CHF/kWh)</th><th>Total value (CHF)</th><th>Target</th></tr><tr><td>0.00</td><td>FMV</td><td>offer</td><td>3.8899994</td><td>42.7</td><td>0</td><td>all SBGs</td></tr><tr><td>0.10</td><td>OKEN</td><td>asks</td><td>5.0890503</td><td>42.7</td><td>217.30244</td><td>FMV</td></tr><tr><td>0.10</td><td>INERA</td><td>asks</td><td>4.818001</td><td>42.7</td><td>205.72864</td><td>FMV</td></tr><tr><td>0.15</td><td>FMV</td><td>sell</td><td>3.8899994</td><td>42.7</td><td>166.10298</td><td>OKEN</td></tr><tr><td>0.20</td><td>OKEN</td><td>buy</td><td>3.8899994</td><td>42.7</td><td>166.10298</td><td>FMV</td></tr><tr><td>0.25</td><td>OKEN</td><td>buy</td><td>1.1990009</td><td>42.7</td><td>51.199476</td><td>Market</td></tr><tr><td>0.25</td><td>INERA</td><td>buy</td><td>4.818001</td><td>42.7</td><td>205.72864</td><td>Market</td></tr><tr><td>1.05</td><td>FMV</td><td>offer</td><td>3.9560995</td><td>42.7</td><td>0</td><td>all SBGs</td></tr><tr><td>1.10</td><td>INERA</td><td>asks</td><td>4.818001</td><td>42.7</td><td>205.72864</td><td>FMV</td></tr><tr><td>1.10</td><td>OKEN</td><td>asks</td><td>5.760996</td><td>42.7</td><td>245.99281</td><td>FMV</td></tr><tr><td>1.15</td><td>FMV</td><td>sell</td><td>3.9560995</td><td>42.7</td><td>168.92545</td><td>OKEN</td></tr><tr><td>1.20</td><td>OKEN</td><td>buy</td><td>3.9560995</td><td>42.7</td><td>168.92545</td><td>FMV</td></tr><tr><td>1.25</td><td>OKEN</td><td>buy</td><td>1.8048553</td><td>42.7</td><td>77.06732</td><td>Market</td></tr><tr><td>1.25</td><td>INERA</td><td>buy</td><td>4.818001</td><td>42.7</td><td>205.72864</td><td>Market</td></tr><tr><td>2.05</td><td>FMV</td><td>offer</td><td>3.8233994</td><td>42.7</td><td>0</td><td>all SBGs</td></tr><tr><td>2.10</td><td>OKEN</td><td>asks</td><td>6.166313</td><td>42.7</td><td>263.30157</td><td>FMV</td></tr><tr><td>2.10</td><td>INERA</td><td>asks</td><td>4.818001</td><td>42.7</td><td>205.72864</td><td>FMV</td></tr><tr><td>2.15</td><td>FMV</td><td>sell</td><td>3.8233994</td><td>42.7</td><td>163.34456</td><td>OKEN</td></tr><tr><td>2.20</td><td>OKEN</td><td>buy</td><td>3.8233994</td><td>42.7</td><td>163.34456</td><td>FMV</td></tr><tr><td>2.25</td><td>OKEN</td><td>buy</td><td>2.3409119</td><td>42.7</td><td>99.55694</td><td>Market</td></tr></table>							Tick	SBG	Action	Amount (kW)	Value per unit (CHF/kWh)	Total value (CHF)	Target	0.00	FMV	offer	3.8899994	42.7	0	all SBGs	0.10	OKEN	asks	5.0890503	42.7	217.30244	FMV	0.10	INERA	asks	4.818001	42.7	205.72864	FMV	0.15	FMV	sell	3.8899994	42.7	166.10298	OKEN	0.20	OKEN	buy	3.8899994	42.7	166.10298	FMV	0.25	OKEN	buy	1.1990009	42.7	51.199476	Market	0.25	INERA	buy	4.818001	42.7	205.72864	Market	1.05	FMV	offer	3.9560995	42.7	0	all SBGs	1.10	INERA	asks	4.818001	42.7	205.72864	FMV	1.10	OKEN	asks	5.760996	42.7	245.99281	FMV	1.15	FMV	sell	3.9560995	42.7	168.92545	OKEN	1.20	OKEN	buy	3.9560995	42.7	168.92545	FMV	1.25	OKEN	buy	1.8048553	42.7	77.06732	Market	1.25	INERA	buy	4.818001	42.7	205.72864	Market	2.05	FMV	offer	3.8233994	42.7	0	all SBGs	2.10	OKEN	asks	6.166313	42.7	263.30157	FMV	2.10	INERA	asks	4.818001	42.7	205.72864	FMV	2.15	FMV	sell	3.8233994	42.7	163.34456	OKEN	2.20	OKEN	buy	3.8233994	42.7	163.34456	FMV	2.25	OKEN	buy	2.3409119	42.7	99.55694	Market
Tick	SBG	Action	Amount (kW)	Value per unit (CHF/kWh)	Total value (CHF)	Target																																																																																																																																																			
0.00	FMV	offer	3.8899994	42.7	0	all SBGs																																																																																																																																																			
0.10	OKEN	asks	5.0890503	42.7	217.30244	FMV																																																																																																																																																			
0.10	INERA	asks	4.818001	42.7	205.72864	FMV																																																																																																																																																			
0.15	FMV	sell	3.8899994	42.7	166.10298	OKEN																																																																																																																																																			
0.20	OKEN	buy	3.8899994	42.7	166.10298	FMV																																																																																																																																																			
0.25	OKEN	buy	1.1990009	42.7	51.199476	Market																																																																																																																																																			
0.25	INERA	buy	4.818001	42.7	205.72864	Market																																																																																																																																																			
1.05	FMV	offer	3.9560995	42.7	0	all SBGs																																																																																																																																																			
1.10	INERA	asks	4.818001	42.7	205.72864	FMV																																																																																																																																																			
1.10	OKEN	asks	5.760996	42.7	245.99281	FMV																																																																																																																																																			
1.15	FMV	sell	3.9560995	42.7	168.92545	OKEN																																																																																																																																																			
1.20	OKEN	buy	3.9560995	42.7	168.92545	FMV																																																																																																																																																			
1.25	OKEN	buy	1.8048553	42.7	77.06732	Market																																																																																																																																																			
1.25	INERA	buy	4.818001	42.7	205.72864	Market																																																																																																																																																			
2.05	FMV	offer	3.8233994	42.7	0	all SBGs																																																																																																																																																			
2.10	OKEN	asks	6.166313	42.7	263.30157	FMV																																																																																																																																																			
2.10	INERA	asks	4.818001	42.7	205.72864	FMV																																																																																																																																																			
2.15	FMV	sell	3.8233994	42.7	163.34456	OKEN																																																																																																																																																			
2.20	OKEN	buy	3.8233994	42.7	163.34456	FMV																																																																																																																																																			
2.25	OKEN	buy	2.3409119	42.7	99.55694	Market																																																																																																																																																			

Figure 14: Log tab of result.

User can select another scenario on the list of Figure 11 and click submit to view another set of results. These set are loaded from the *data* folder in the source directory.

Central optimization model GB-flex

January 24, 2021

1 Reference-Scenario

Let assume we have n time steps (e.g. $n=96$, for one day).

We assume the forecast *forecast* is given as a vector for each sub-balance group (*SBG*). Each element represents the surplus (positive number) or lack (negative) of energy forecasted to be used / produced by the particular sub-balance group.

$$forecastSBG_{SBG} = [fc_1, \dots, fc_n] \quad (1)$$

We assume we have forecast for each sub-balance group

Thus the forecast for the balance group is computed as

$$forecastBG = \sum_{i=1}^{\#SBG} forecastSBG_i \quad (2)$$

This forecast of the balance group has been communicated to Swissgrid on a day-ahead basis, and deviations from this will be penalized.

Another aspect is therefore the intra-day forecast, which is typically significantly closer to the reality. This intraday forecast *interForecast* is assumed to be **given** for each sub-balance group.

$$interForecastSBG_{SBG} = [fr_1, \dots, fr_n] \quad (3)$$

These local intra-day forecasts can be added into the intraday forecast of the balance group

$$interForecastBG = \sum_{i=1}^{\#SBG} interforecastSBG_i \quad (4)$$

Based on these two vectors the expected deviation can be computed, both for each the sub-balance group, as well as for the balance group

$$deltaSBG_i = [fc_1 - fr_1, \dots, fc_n - fr_n] \quad (5)$$

$$deltaBG = \sum_{i=1}^{\#SBG} deltaSBG_i \quad (6)$$

If in a time step the interday forecast is larger (i.e. production is lower, or real consumption is larger then the planned ones) the value becomes negative, and the balance group is considered to be **short**. In case the value for a time step is positive the balance group is considered to be **long**.

For deviations penalties are imposed. If the balance group is considered to be long, i.e. there is a surplus of energy compared to the original forecast, the balance group has to pay a penalty for the surplus (*penaltyP*) on the other hand if the balance group is short there is a penalty for providing not enough energy compared to the forecast (*penaltyN*). In theory the penalties could differ for the time period, which for the current system is not been done practically.

$$penaltyp[pp_1, \dots, pp_n] \quad (7)$$

$$penaltyn[pn_1, \dots, pn_n] \quad (8)$$

The penalty of the balance group (*penaltyBG*) can be computed based on the *deltaBG* as well as the penalty vectors.

$$penaltyBG = \sum_{i=1}^n \begin{cases} delta_i * pp_i & delta_i > 0 \\ delta_i * pn_i & delta_i < 0 \end{cases} \quad (9)$$

This *penaltyBG* is obviously a scalar, that gives the penalty the balance group has to pay for their deviation, and serves as the *objective function* in the given problem, as overall penalty payments have to be minimized.

2 Local flexibility

Local flexibility are production or consumption changes that could be performed by a sub-balance group for a certain compensation. Sub-balance groups can offer their local flexibility to help balance the overall balance group, i.e. minimizing penalties of all, while creating a revenue for themselves.

Let O be the set of **offers**, with $o \in O$ an offer. The structure of an offer o can be described as follows.

$$o = \langle id, SGbid, amount[], cost[] \rangle \quad (10)$$

With *id* an id for the offer, *SGbid* an id from the sub-balance group to identify whom made the offer, *amount[]* a vector providing for each time period how much energy (positive or negative) is offered by that means of complexity, *cost[]* a vector encoding the costs for each time period the usage of this flexibility would cost.

There exists a number of sets which are exclusive, as they come from the same balance group, and represent different interventions with the same devices. So there exists $O^E \subset O$ which represents mutual exclusive offers.

What now is needed is that a subset O' is selected with

$$\forall o_i, o_j \in O' \quad \nexists o_i, o_j \in O^E, \forall O^E \quad (11)$$

Given on a valid O' the correction for the balance group can be correction can be as follows.

$$correction_{BG}[] = \sum_{o' \in O'} amount_{o'}[] \quad (12)$$

The costs of the correction (as a scalar) can be computed as follows.

$$correctionCost_{BG} = \sum_{i=0}^n \sum_{o' \in O'} o'.costs[] \quad (13)$$

The deviation of the balance group from its forecast can be stated now as

$$deltaCorrected_{BG}[] = delta_{BG}[] + correction_{BG}[] \quad (14)$$

And consequently the resulting penalties for the balance group gets computed by

$$penaltyCorrected_{BG} = \sum_{i=1}^n \begin{cases} deltaCorrected_{BG}_i * pp_i & delta_i > 0 \\ deltaCorrected_{BG}_i * pn_i & delta_i < 0 \end{cases} \quad (15)$$

The overall objective function can now be stated as

$$\mathbf{min} : penaltyCorrected_{BG} + correctionCost_{BG} \quad (16)$$

The problem can now be stated to select the best fitting O' that is valid in terms of the mutual exclusion requirement, and minimizes the objective function.

Typically the diversity of all possible offers needs to be pre-computed. It can be expected that the companies provide the *largers* offer in time, and offers that represent a *sub-offer*, i.e. only some time steps needs to be computed in a pre-processing step, and thus compute all elements of O . It can also be considered that later on, specific rules for deriving offers from one given one, can be specified by each sub-balance group, as they might have certain conditions for ramp-up the service.

3 Market buying

Another way to compensate for compensating the delta from the forecast. A market option mo can be described as follows

$$mo = \langle id, amount[], cost[] \rangle \quad (17)$$

The set of all possible market options is encoded as MO .

Market options can be handled analog to offers for the local flexibility, as such it can be assumed that

$$MO \subset O \quad (18)$$

Of course, that requires that the market forecasts and resulting options get pre-computed.

4 Market selling

Energy markets cannot only be used to compensate for deviations from forecasts, but can also be used to generate additional revenues for the balance group. This additional options, we refer to them as selling options (*so*) are encoded similar to the market options for corrections

$$so = \langle id, amount[], price[] \rangle \quad (19)$$

The set of all options on the market is referred to as SO .

Let $SO' \subset O$ and $O' \subset O$

The amount of energy traded for non-balancing traded on the market is then computed by

$$soldBG[] = \sum_{so \in SO'} so.amount[] \quad (20)$$

The resulting profits from these trades can be encoded as

$$marginBG = \sum_{so \in SO'} \sum_{i=1}^n so.price[i] \quad (21)$$

The resulting deviation of the balance group that also include market activities is computed as

$$deltacorrectedBG2[] = deltaBG[] + correctionBG[] + soldBG[] \quad (22)$$

The resulting penalties to be paid are computed as

$$penaltyCorrectgedBG2 = \sum_{i=1}^n \begin{cases} deltaCorrectedBG2_i * pp_i & delta_i > 0 \\ deltaCorrectedBG2_i * pn_i & delta_i < 0 \end{cases} \quad (23)$$

Now the overall object is stated as

$$\mathbf{min} : penaltyCorrectgedBG2 + correctionCostBG - marginBG \quad (24)$$

Now, O' and SO' have to be identified to match the mutual exclusive conditions on o' and minimize the objective function.

5 On solving the problem

As the problem can be stated as an LP, we can also state the problem in form of a binary vector, which encodes in each bit if a certain offer/ option shall be taken or not.

As such the problem can be stated as a SAT problem, in which the mutual exclusion conditions as well as the overall solution can be encoded.

In addition to SAT solvers and LPs also the usage of generic Genetic Algorithms could be used.