

Zeitschrift:	Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses
Herausgeber:	Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Band:	65 (1974)
Heft:	25
Artikel:	TIDAS : un système d'informations intégré au niveau du dispatching national
Autor:	Gustafsson, L. / Lindqvist, J.
DOI:	https://doi.org/10.5169/seals-915485

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 13.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

TIDAS : Un système d'informations intégré au niveau du dispatching national

Par L. Gustafsson et J. Lindqvist

L'exposé donne une description du système de production d'électricité de Suède. Il met l'accent sur les problèmes croissants que posent l'information et le contrôle du fait de l'augmentation de la taille et de la complexité de ce système qui passe actuellement de la prédominance de l'énergie hydroélectrique à celle de l'énergie thermique (essentiellement d'origine nucléaire).

1. Le système suédois de production d'électricité

1.1 La puissance installée

La puissance installée du système suédois de production d'électricité se montait en 1973 à 17 900 MW, dont 65 % hydroélectriques et 35 % thermiques. Les centrales thermiques se répartissent entre centrales classiques à condensation, centrales à contre-pression, centrales nucléaires et turbines à gaz. Le réseau suédois se compose de lignes à 400 kV (6770 km) et de lignes à 220 kV (5166 km), 10 condenseurs synchrones, 8 condensateurs série et 55 enroulements parallèles (shunt). La capacité de transformation connectée au système se monte à 26 000 MVA. Le système, qui est interconnecté avec plusieurs systèmes régionaux à 130 kV et 70 kV en Suède a environ cent nœuds. Il est également interconnecté avec les réseaux du Danemark, de la Norvège et de la Finlande.

L'augmentation moyenne annuelle de la consommation d'électricité en Suède est d'environ 8 %. La croissance du système de production doit répondre à cet accroissement de consommation. La croissance de la puissance installée doit être couverte essentiellement par l'énergie nucléaire. La construction de neuf centrales nucléaires d'une puissance totale de 6950 MW est en cours. Il faut également noter les prévisions d'accroissement de la capacité hydroélectrique installée, surtout pour couvrir les besoins en période de pointe. Les besoins en matière de capacité de transport seront essentiellement couverts au moyen d'une extension du réseau à 400 kV. Il est cependant possible qu'un système à 800 kV entre en fonction vers 1980.

Les réseaux nordiques à haute tension interconnectés (1973-1980) sont illustrés en fig. 1 et les puissances nucléaires installées en fig. 2.

Environ 45 % de la puissance installée et la presque totalité du réseau appartiennent au Swedish State Power Board (SSPB). Le SSPB est responsable du fonctionnement du réseau et des interconnexions avec les pays voisins, ainsi que du fonctionnement des centrales lui appartenant.

Un département opérationnel situé au siège à Stockholm et sa salle de commande de la répartition – effectuant le contrôle de la production d'électricité – sont responsables des fonctions suivantes :

– Planification des opérations, direction et supervision du système de production du SSPB.

– Fonctionnement du réseau suédois et notamment régulation de la tension du fonctionnement des disjoncteurs, autorisations de coupure de ligne et autres travaux de maintenance, supervision de la sécurité et remise en service du système après panne.

Der Bericht gibt einen Überblick über das schwedische Stromproduktionssystem. Dabei wird das Hauptgewicht auf die wachsenden Probleme gelegt, welche die Datenverarbeitung und die Überwachung infolge des zunehmenden Umfangs und Komplexität der Systeme durch den Übergang von der heute noch vorwiegend hydraulischen auf die thermische Stromerzeugung stellen.

- Supervision des interconnexions des réseaux nordiques.
- Contrôle de fréquence et de temps.
- Accords d'échanges temporaires d'énergie (échanges économiques d'énergie) avec les pays nordiques et avec des compagnies à l'intérieur de la Suède.

1.2 Le système suédois de production d'électricité

Ce système croît rapidement en taille et en complexité. En particulier, l'installation de grandes centrales nucléaires dans le sud du pays donne naissance à de nombreux problèmes nouveaux. La disjonction accidentelle de ces grandes centrales (900 MW en 1974, 1200-1500 MW dans les années 80) crée une augmentation des besoins accrus en matière de réserve de puissance, dont la dimension, l'attribution et le temps de réponse doivent être définis à tout moment.

L'accroissement des courants de court-circuit rend nécessaires de nouveaux programmes de supervision et de planification.

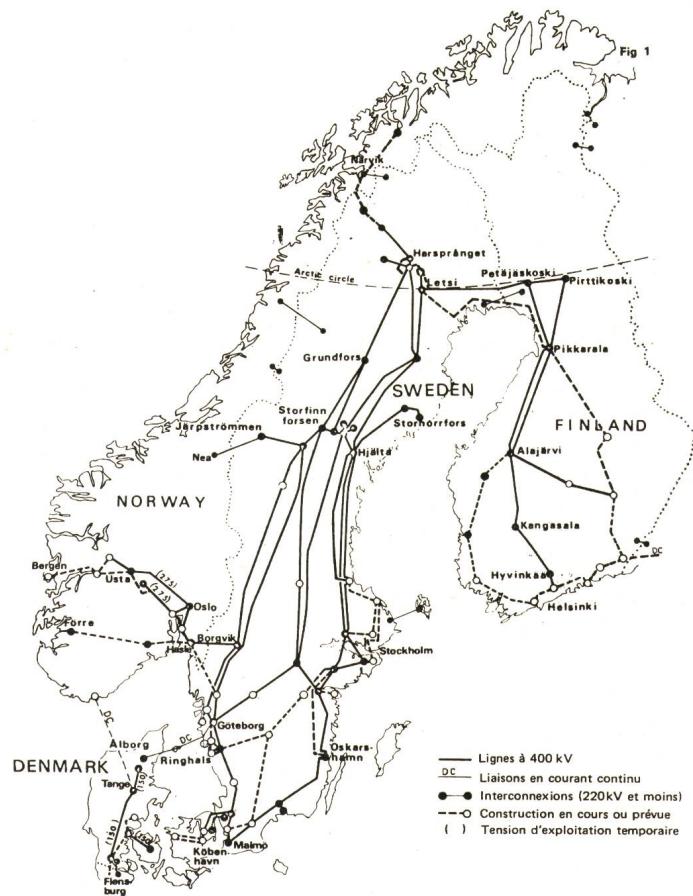


Fig. 1 Interconnexion des réseaux de transport nordique (1973-1980)

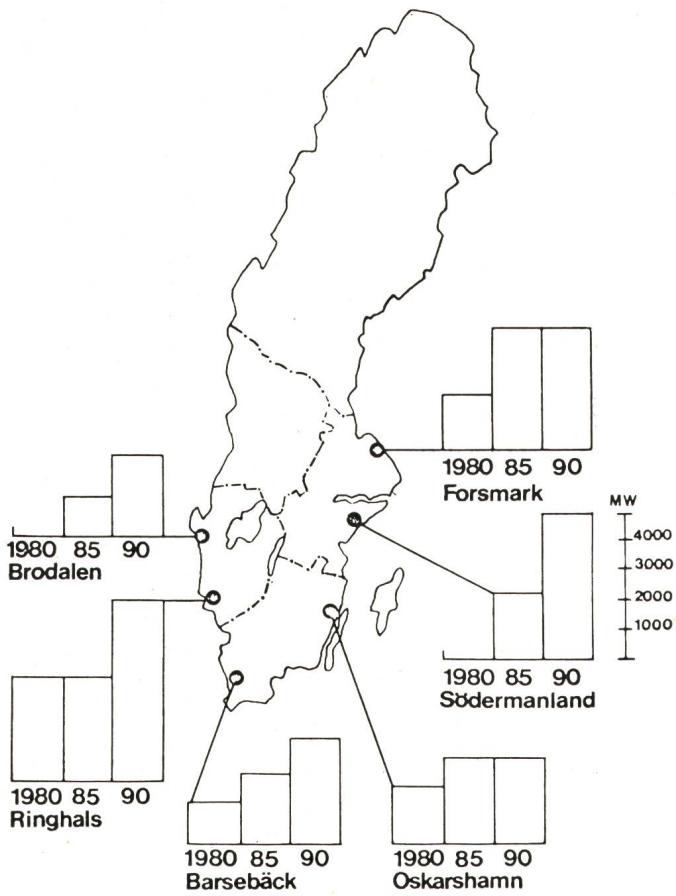


Fig. 2 Puissance nucléaire installée 1980, 1985 et 1990

La concentration de la production d'électricité entre de grandes centrales situées dans le sud et la partie moyenne du pays peuvent, en cas de coupures et de perturbations, provoquer de grandes modifications du débit de charge du système, nécessitant de la part de la commande de la production une action rapide. Le passage d'un système dominé par l'énergie hydro-électrique à un système dominé par l'électricité d'origine thermique, avec de grandes différences entre les coûts marginaux de production au cours des 24 heures de la journée et de la nuit, rend plus nécessaires un contrôle et une planification plus précise. La régulation à court terme de l'énergie hydro-électrique, qui est très compliquée du point de vue économique, sera très importante pour assurer une utilisation rationnelle du système de production d'énergie.

Il faut enfin mentionner la grande importance de la coopération en matière d'électricité entre la Suède et le Nordel. Depuis 1965, la valeur des échanges temporaires d'électricité entre le SSPB et d'autres compagnies productrices d'électricité du Nordel s'est élevée à 300 millions de dollars. Ces échanges d'électricité se font pour la plupart sur une base horaire, par accord entre les salles de répartition. L'importance de ces échanges continuera probablement à croître du fait des différences qui restent entre les systèmes de production d'électricité (des retards intervenant dans l'installation des nouvelles centrales) de la croissance de la taille des systèmes et des coûts de production.

Un système comme celui de la Suède est très dynamique à cause des variations de débit de l'eau et à cause de sa situa-

tion au centre du système de production d'électricité des pays nordiques qui fait qu'un excédent ou une pénurie d'électricité dans une zone quelconque a une influence sur ce système. Il nous faut maintenant ajouter à cela les «perturbations» de natures diverses provoquées par le comportement des grandes centrales nucléaires.

Dans ce contexte, il est évident que les exigences concernant le système d'informations pour la planification des opérations et la direction et la supervision du système de production d'électricité doivent être grandes, étant donné la grande importance que le fonctionnement du système de production d'électricité a pour l'économie de la compagnie de production et la fonction de la société. Si on veut atteindre les objectifs de haute fiabilité, de bonne économie et de grande qualité de l'électricité il semble donc nécessaire de doter les salles de répartition du meilleur matériel possible.

1.3 Exigences générales pour TIDAS

Ce qui vient d'être dit montre dans quelles conditions très changeantes le nouveau système d'informations est appelé à fonctionner pendant la durée de sa vie. Ces conditions reflètent la nécessité d'une conception modulaire et d'une intégration entre les flux d'informations pour les programmes de contrôle et de supervision en temps réel ainsi que pour les programmes non en temps réels tels que ceux de planification et d'évaluation. Au cours de l'établissement des modèles des exigences fonctionnelles, un point essentiel a toujours été de définir les interfaces entre chaque programme et son environnement. L'intégration entre les applications sera réalisée au moyen de deux bases de données, l'une en temps réel et l'autre non. Ces deux bases seront ultérieurement reliées.

Nous avons maintenant donné la plus haute priorité au développement de la partie temps réel de TIDAS, pour des raisons qui sont sans doute évidentes après ce que nous avons dit plus haut. Le reste de cet exposé est consacré à cette partie temps réel.

1.4 Evaluation économique et coûts

Bien qu'il soit très difficile de faire une évaluation économique de l'amélioration apportée par le matériel, il faut cependant faire une certaine évaluation des avantages apportés.

Très brièvement, les avantages d'un système d'informations comme TIDAS proviennent des facteurs suivants:

Etat normal

Prévision automatique de la charge

Mise à jour continue de la réserve de production et des coûts

Planification plus précise

Rapidité et facilité des modifications de plans et des calculs de coûts

Possibilités de simuler différentes solutions pour la production d'électricité

Meilleur emploi des possibilités d'échange d'électricité

Planification plus précise et meilleure gestion des réserves

Etat d'alerte

Meilleures possibilités de réduire les risques d'aboutir à un état d'urgence

Etat d'urgence

Meilleures possibilités d'éviter les pannes et les coupures

Etat de rétablissement

Rétablissement plus rapide

Les profits capitalisés ont été estimés à au moins 32 millions de dollars, répartis comme suit:

Etat normal:

Production d'électricité	25 %	
Coopération en matière d'électricité	10 %	
Réserve de fonctionnement	25 %	
		60 %
<i>Etat d'alerte</i>		
<i>Etat d'urgence</i>		40 %
<i>Etat de rétablissement</i>		

En plus de ces points nous pensons qu'il y aura un effet à long terme sur la conception du système de production d'électricité, avec une rentabilité du même ordre de grandeur que celui évoqué ci-dessus. (Depuis ce calcul de la rentabilité, nous avons subi d'importantes augmentations des coûts de production. Avec le nouveau niveau des prix, la rentabilité du système peut être doublée.)

Pour la première phase de développement du système complet, les investissements ont été évalués à environ 18 millions de dollars, répartis comme suit:

1. Système de traitement des données, y compris le logiciel	20 %
2. Système d'acquisition de données capteurs et autres équipements locaux, transmission de données locale, transmission de données centrale	50 %
3. Etude et conception du système	7 %
4. Construction, alimentation et ventilation de la salle de répartition, du système informatique et du système frontal	10 %
5. Imprévis et intérêts	13 %
	100 %

Les coûts de développement du système au sein du SSPB pour cette phase, qui sera prête le 15 août 1974, s'élèveront à environ 0,3 million de dollars.

Les coûts annuels (maintenance et fonctionnement) sont évalués à 10 % de l'investissement pour le système de traitement de l'information et à 5 % pour le système d'acquisition de données et pour les bâtiments. Le système de transmission de données sera également utilisé par les centres de répartition régionaux pour la supervision et la commande à distance.

1.5 Calendrier

Les premières études concernant les conditions futures de fonctionnement du système suédois de production d'électricité, et qui ont abouti aux résolutions sur TIDAS, ont été effectuées en 1968.

Le système central de transmissions de données, qui se compose de trois boucles, sera livré et mis en fonction en trois étapes. La date des essais de réception finale du système entier est fixée à novembre 1976. Si le système de transmission de données ne fonctionne pas du tout ou seulement partiellement, on peut utiliser assez largement le système de

traitement des données, mais avec une grande quantité d'entrées manuelles.

Dans la salle de répartition, qui sera la même qu'auparavant, l'installation comportera trois consoles portant chacune deux unités de visualisation en couleurs, un nouveau tableau mosaïque avec une carte géographique du Nordel, un schéma du réseau et les instruments de contrôle de la fréquence et du temps et de supervision de la production et de la transmission. Les informations du tableau mosaïque ne servent qu'à donner une vue d'ensemble et à servir de secours pour l'affichage normal sur tube cathodique. L'ancien système de transmission de données servira dans ce but. Cette information ne franchira pas le système informatique.

Le système de traitement des données et le système frontal du système de transmission de données seront installés à proximité de la salle de répartition dans des endroits disponibles. Pendant la reconstruction de la salle de répartition, celle-ci est abritée dans un bâtiment temporaire.

2. Caractéristiques techniques principales de la partie temps réel de TIDAS

2.1 La partie temps réel de TIDAS

Elle se compose de deux systèmes principaux, le système d'acquisition de données et le système de traitement des données. Le système d'acquisition de données mesure des données dans le système de production d'électricité et les transmet à Stockholm et à d'autres endroits. Le système de traite-

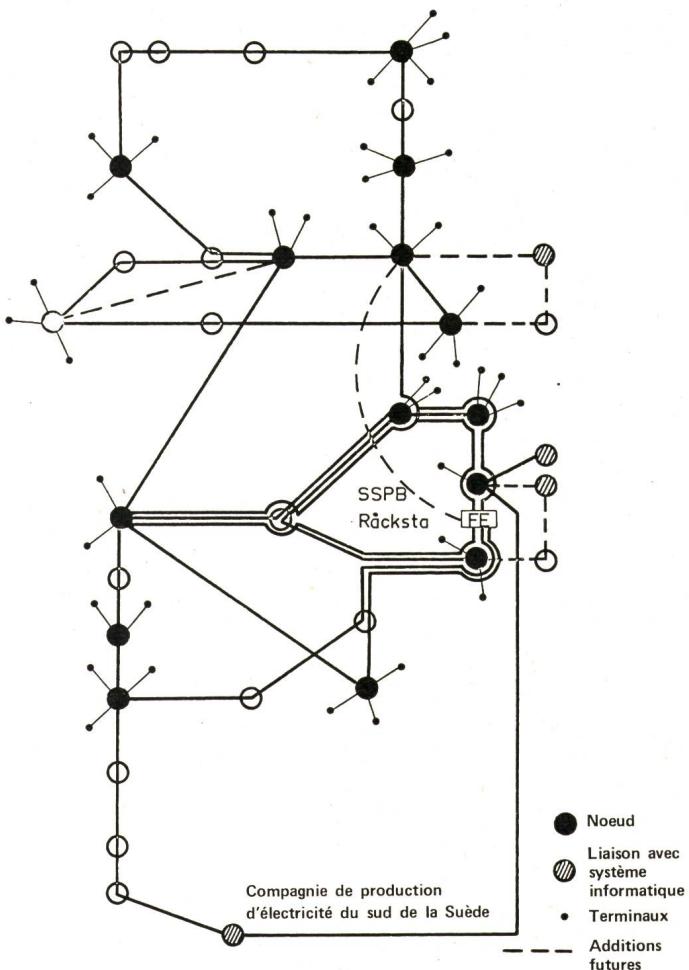


Fig. 3 Réseau de transmission des données de TIDAS

ment des données reçoit les données temps réel du système de transmission et d'autres données par introduction manuelle, fait les traitements, stocke et présente les informations nécessaires au contrôle de la production à Stockholm.

Le système de transmission comprend 22 petits calculateurs de processus et environ 150 terminaux répartis à travers le pays (fig. 3). Les transmissions sont gérées par un système de commutation de messages. D'importants travaux de développement sont en cours pour ce système. La conception est l'œuvre de l'ASEA, à partir des caractéristiques fonctionnelles données par le SSPB.

On peut récapituler de la façon suivante les objectifs et caractéristiques de TIDAS.

- Fonctionnement continu 24 heures sur 24.
- Durée minimale entre la mesure d'une valeur et le début de son traitement.
- Système très fiable.
- Souplesse pour permettre au système de s'adapter aux modifications apportées aux conditions par le développement du système de production d'électricité.

De ces objectifs principaux, on a tiré certains objectifs secondaires concernant le système de traitement des données. De plus, la situation dans la salle de commande a entraîné certaines exigences supplémentaires pour ce système.

– Le système de traitement des données devait être construit de façon modulaire de façon à pouvoir refléter les modifications du système de production d'électricité et les nou-

velles exigences provenant de la répartition. Entre autres conséquences, il a fallu centrer le système autour d'une base de données centrale ayant des caractéristiques «temps réel». L'accès à la base de données se fait au moyen d'un sous-système logiciel appelé système de gestion de la base de données. Ceci facilite la séparation entre l'utilisation des données et leur stockage physique, ce qui est d'une importance fondamentale.

– Le système de traitement des données devait être facile à apprendre et à utiliser, car les personnes chargées de la répartition ne le sont en général pas à plein temps. Ce travail est en général attribué par permutations, pour des durées n'excédant pas deux mois. La communication entre homme et machine devra être le plus possible tournée vers l'utilisateur.

– L'alerte sera donnée rapidement pour tout événement survenant dans le système de production d'électricité et les informations concernant ces événements seront données en temps utile.

– Les modifications à apporter à la base de données et aux affichages devront être effectuées pendant le temps de fonctionnement du système informatique.

– Les nouvelles fonctions devront être mises en œuvre pendant le temps de fonctionnement.

2.2 Le matériel

Le matériel se divise en sous-système ordinateur, sous-système homme/machine et sous-système de communications (fig. 4). Le sous-système ordinateur est un système double, formé de deux XDS Sigma 9 dotés chacun, au début, de 112 K mots de mémoire centrale. L'un des ordinateurs est on-line et l'autre en réserve. Il y a un disque à têtes fixes (6 M octets) et une unité à deux disques amovibles (2 × 24 M octets) pour chacun des systèmes. Certains périphériques sont partageables, ce qui signifie qu'ils peuvent être connectés à l'un ou l'autre système au moyen de communications programmées de leurs affectations.

Le sous-système homme/machine est constitué de quatre consoles dont trois sont normalement reliées au système on-line et la quatrième au système de secours. Chaque console a deux écrans d'affichage (non spécialisés) et le répartiteur communique normalement avec le système informatique par l'intermédiaire de ces unités d'affichage. Le sous-système est essentiellement chargé de présenter les informations selon des formats prédefinis et d'introduire des données dans le système informatique. Quand c'est nécessaire, le sous-système ordinateur donne au répartiteur des indications pour faciliter son travail et réduire le risque d'erreurs. Les dispositifs d'affichage sont du type semi-graphique en couleurs. Les modes d'utilisation du quatrième écran sont:

- «Mode unité centrale on-line», pour l'emploi en seconde des consoles de la salle de répartition.

- «Mode unité centrale de réserve», pour les essais de programmes, la formation, les démonstrations et la maintenance de la bibliothèque d'affichage.

Toutes les parties vitales du système sont doublées pour réduire le risque de pannes.

Le sous-système de communication joue le rôle d'interface entre le sous-système ordinateur d'une part et le sous-système homme/machine de l'autre. Il est composé d'une

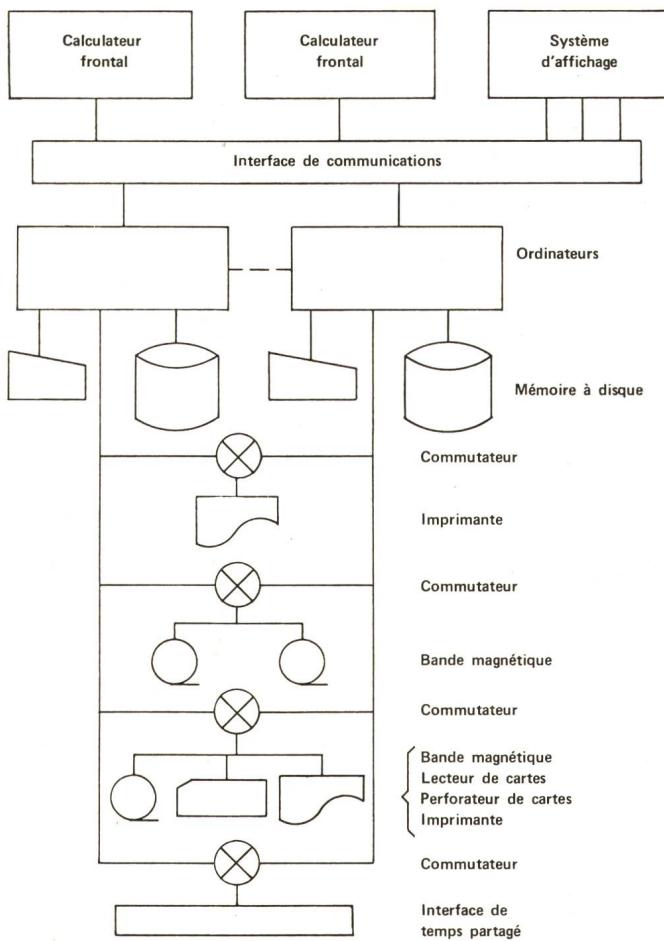


Fig. 4 Matériel du système homme/machine de TIDAS

unité de base, l'assembleur d'interface de communications (CIA), auquel les ordinateurs sont reliés par deux prises. Les connections entre le CIA et les deux liaisons vers le système frontal et le système homme/machine sont des canaux qui prennent en charge certaines des procédures de communication et jouent le rôle de tampon pour les messages. Chacun des canaux peut être relié séparément à chacune des prises.

2.3 Le logiciel système

Ce système se compose du système d'exploitation standard et de quelques modules supplémentaires et très importants, conçus par TRW d'après les exigences fonctionnelles formulées par le SSPB. Les modules sont répartis en trois grandes catégories selon leurs fonctions. La première catégorie constitue un complément au système d'exploitation standard (suppléments à l'OS) et a pour but de faire que le traitement réponde aux exigences fixées par le système de production d'électricité, la seconde assure la gestion des relations homme/machine et la troisième constitue le système de gestion de la base de données.

2.3.1 Les suppléments à l'OS

Ils se composent de 9 sous-modules dont les plus importants sont:

- La fonction panne. Elle est responsable de la commutation d'un ordinateur du mode on-line au mode réserve (et vice-versa) en malfonction sérieuse ou de dégradation du système on-line.

- L'organisation du temps réel. Ce module a un certain nombre de caractéristiques qui permettent à l'utilisateur de démarrer après un certain temps ou à un moment donné de la journée et de passer soit en une fois soit de façon cyclique. L'utilisateur peut aussi examiner diverses files d'attente organisées par ce module et par exemple interrompre un programme en cours d'exécution. Un programme du système on-line peut faire passer un programme sur le système de réserve (programmes on-line étendus), etc.

- La fonction intégration on-line. Ce module permet de modifier et ajouter au système de nouveaux logiciels temps réel, pendant le fonctionnement.

2.3.2 Gestion des relations homme-machine

Ce module comprend un superviseur des relations homme/machine et six sous-modules contenant chacun de 1 à 10 programmes. L'opérateur communique avec le superviseur H/M par l'intermédiaire d'un clavier fonctionnel et d'un clavier alphanumérique. Le superviseur organise le passage des autres sous-modules H/M et/ou des programmes d'application selon la fonction choisie. L'un des sous-modules les plus importants est le compilateur d'affichage. Il s'exécute toujours sur l'ordinateur de réserve. L'opérateur peut effectuer à partir de la console et au moyen de ce compilateur d'affichage une ou plusieurs des tâches suivantes:

- Génération d'affichages nouveaux
- Modification d'affichages existants
- Suppression d'affichages existants

Les affichages contiennent deux jeux d'informations: background et domaine dynamique. Lors de la compilation, le background est défini et stocké sur le disque. Pour les domaines dynamiques on stocke les références de la base de

données. Puis, lors de l'exécution, les valeurs réelles s'obtiennent soit à partir de la base de données soit à partir d'un programme d'application qui les prépare.

2.3.3 Gestion de la base de données

Toutes les informations concernant le système de production d'électricité sont rangées dans la base de données: valeurs instantanées de mesures, données techniques, valeurs limites, prévisions, etc. Les données sont stockées en mémoire centrale ou sur différents types de disques, indépendamment des programmes d'application. La base de données contiendra dès le début environ un million de données. L'ordinateur de réserve possède une copie de la base de données on-line. La base de données de réserve est mise à jour de façon continue par l'ordinateur on-line de telle façon qu'il n'y ait pas de décalage supérieur à 30 s. La fig. 5 donne une idée de la position de la base de données dans le système.

Un des concepts essentiels de la structure de la base de données est celui de «TYPE». Un «TYPE» est un groupe de données, par exemple la production réelle de toutes les centrales hydroélectriques ou la tension nominale de tous les transformateurs. Chaque TYPE a un numéro unique. Il y a actuellement environ 500 TYPES divisés en 19 registres. Les TYPES d'un même fichier concernent les données relatives à un même genre d'OBJETS, tels que lignes, réacteurs, turbines à gaz, échanges d'énergie, etc. Dans chaque fichier, tous les OBJETS ont un numéro unique, un numéro d'identification (ID). De nombreux TYPES ont plus d'une donnée par OBJET, par exemple les différentes moyennes horaires dans les rapports statistiques. Elles sont distinguées au moyen d'un numéro d'élément. Quand on appelle la base de données, on indique le numéro de TYPE, le numéro d'OBJET (ID) et le numéro d'élément. Il est également possible d'appeler un groupe d'ID et/ou un groupe d'éléments ainsi que tous les ID et/ou tous les éléments.

Le module de gestion de la base de données se compose de quatre sous-modules: le superviseur de la base de données, les tables de structures de la base de données, le compilateur de la base de données et les informations stockées. Le superviseur de la base de données a un certain nombre de tâches. Les plus importantes sont les suivantes:

- Recevoir et mettre en file d'attente les ordres de lecture et d'écriture. L'ordre dans la file d'attente est fonction de la priorité du programme qui a fait l'appel.
- Calculer l'adresse de stockage et déterminer le support à l'aide des tables de structure.
- Faire des vérifications, par exemple la protection de TYPES.

Les tables de la base de données contiennent toutes les informations nécessaires pour permettre au superviseur de calculer l'adresse physique. Les tables résident en mémoire centrale et il en existe un double sur disque. On peut mettre les tables à jour à l'aide du compilateur de la base de données.

Compilateur de base de données. Les fichiers utilisés pour la génération des tables de structure sont créés en traitement par lots, avec entrées sous forme de cartes perforées. Les modifications de la structure de la base de données sont d'abord réalisée sur le calculateur de réserve. Quand la restructuration est terminée, on exécute la fonction «panne»

(passage d'un ordinateur à l'autre) et on réalise la même restructuration sur le système on-line.

Informations stockées. Les données peuvent se trouver en mémoire centrale, sur disque rapide (RAD) ou sur disque. Chaque TYPE est stocké physiquement comme une entité. Le choix du support de stockage est déterminé par la fréquence des appels et les contraintes de vitesse de réponse. La plus grande partie des données instantanées est stockée en mémoire centrale. Les parties lourdes de la base, comme les statistiques et les prévisions pour plusieurs jours, sont sur le disque rapide.

3. Les applications de TIDAS

3.1 La première phase

La première phase du plan de développement des applications aboutira à la mise en œuvre à l'été 1975 de quelque 90 programmes différents parmi lesquels certains programmes de traitement partiellement classiques tels que acquisition, traitement des alertes, gestion des indications, etc. Il y aura un nombre relativement élevé de programmes d'interrogation et de mise à jour concernant par exemple la coopération avec le Nordel et les autres échanges d'électricité, ainsi que les réservoirs des centrales, les restrictions, les limitations mais aussi l'énergie hydro-électrique non employée et la réserve de fonctionnement. Les interrogations concernent l'état réel, les prévisions et les statistiques. Les réponses peuvent être soit numériques soit graphiques. Certaines fonctions surveillent les informations concernant les commandes. Il y a des programmes de calcul, par exemple, pour la charge horaire, le débit d'entrée, la réserve active, le bilan énergétique du SSPB, etc. Bien que ce premier stade des programmes «quotidiens» ne comporte pas d'algorithmes compliqués, il pose cependant de nombreux problèmes logiciels difficiles et l'ensemble représente environ 30 années-hommes de travail.

3.2 Calculs de débit de charge en temps réel

En général il n'est pas possible de commander un système physique sans avoir une certaine connaissance de son état, lequel est représenté de façon unique par les variables d'état. Dans un système de production d'électricité, ces variables sont les tensions complexes des câbles et la méthode utilisée pour les connaître par voie mathématique est connue sous le nom de calcul de débit de charge (Load flux calculation = LF).

Selon la nature du problème étudié, il faut utiliser différentes techniques: on peut par exemple employer un LF classique basé sur la méthode de Newton-Raphson ou de Gauss-Seidel pour les études concernant les prévisions et la «State Estimation» pour les applications en temps réel. Dans TIDAS, deux applications temps réel impliquant des calculs de LF ont été appelées la première «State Estimation» (débit de charge on-line) et la seconde Dispatchers LF. Les données obtenues à la sortie sont identiques dans les deux cas (variables d'état) mais les techniques de résolution et les données d'entrée sont différentes.

De nombreuses raisons justifient l'estimation faite, comme par exemple:

- a) Possibilités d'économies dans le système de mesure: il n'est pas nécessaire de mesurer toutes les grandeurs intéressantes pour la conduite et le contrôle des opérations puisqu'on peut les calculer à partir de l'estimation d'état.
- b) Précision accrue par rapport aux mesures.
- c) Possibilité d'une meilleure détection des données erronées.
- d) Les variables d'état sont nécessaires à d'autres applications et ne peuvent pas être obtenues par d'autres techniques de LF.

Tout au début, les discussions étaient surtout centrées sur a) et b) mais elles portent maintenant davantage sur c).

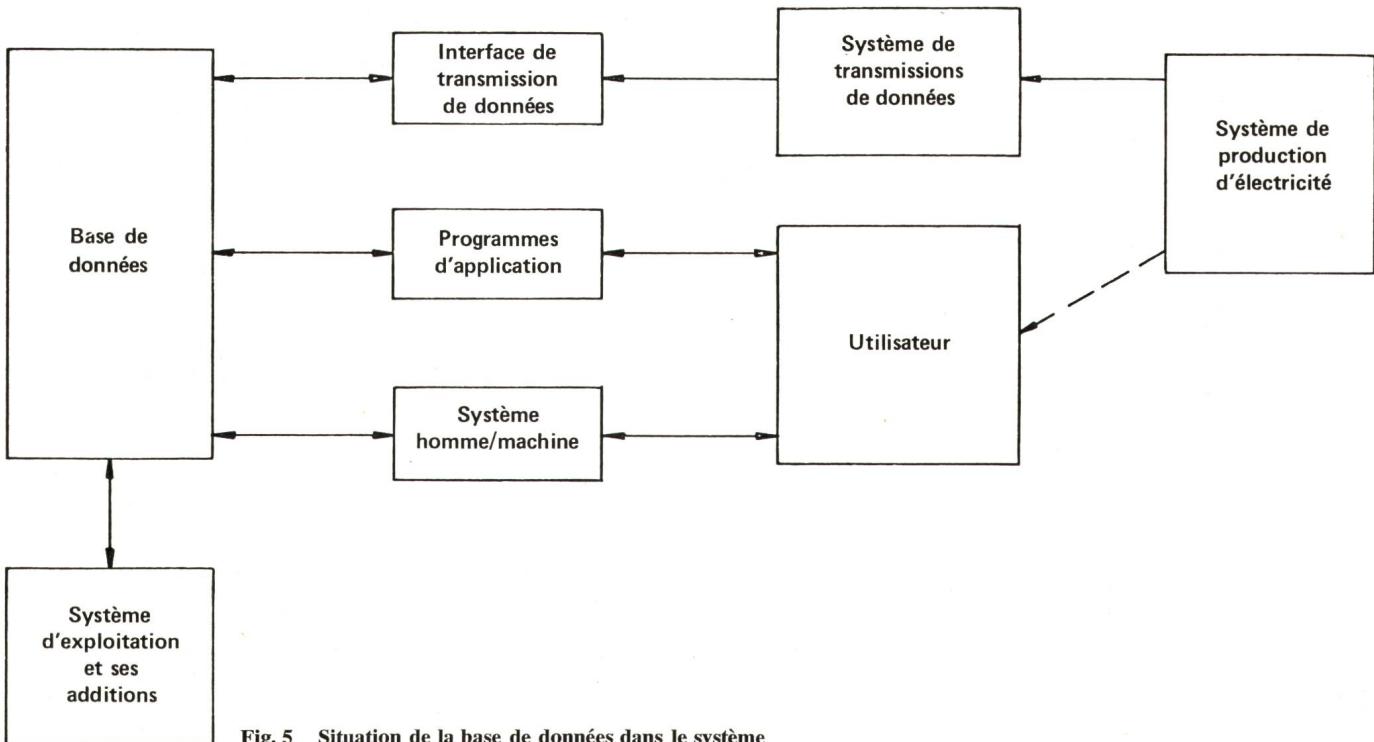


Fig. 5 Situation de la base de données dans le système

La plupart des études consacrées à la State Estimation pour les systèmes de production d'énergie ont jusqu'à présent traité surtout des aspects mathématiques et méthodologiques. Cependant, une fois fait le travail concernant les méthodes et une fois mis au point les principaux algorithmes, il reste une étape primordiale qui consiste à les mettre en œuvre sur le système informatique en temps réel. L'estimation d'état est une fonction essentielle pour les futures applications de TIDAS. Son rôle est de traiter les mesures brutes en MW, MVA et kV pour leur donner une forme plus cohérente (variables d'état) et plus fiable (suppression des données erronées et ajustement par les moindres carrés donnent l'estimation d'état optimale). Lors de la conception de l'estimation d'état en temps réel, il est pratique de la diviser, en gros, en quatre parties:

1. Préparation des données, interface avec la base de données
2. Détection des données erronées
3. Estimation par les moindres carrés
4. Calcul des débits de charge

La première de ces rubriques concerne essentiellement l'intégration des algorithmes d'estimation d'état dans le système temps réel, et les rubriques 2 à 4 sont essentiellement des algorithmes.

L'estimation d'état a eu une grande influence sur la configuration du système de mesure de TIDAS, c'est-à-dire sur l'emplacement des points de mesure. Une bonne configuration est souvent plus importante que l'amélioration de la précision des mesures. De plus, du fait de la structure du système de transmissions de TIDAS, dans lequel des mini-ordinateurs et des concentrateurs gèrent le rassemblement des données dans une zone géographique, la configuration devient plus complexe. Un des objectifs fixés a été de faire que la perte d'un concentrateur n'affecte pas l'estimation d'état du reste du système de production d'électricité.

Selon les prévisions, l'estimation d'état en temps réel sera opérationnelle au printemps 1976.

3.3 La fonction

La fonction qui consiste à assurer la stabilité du système de production d'électricité suppose souvent un système de tests établi pour des imprévus choisis à l'avance de façon spécifique. Il n'est pas possible, de façon déterministe, de juger de la probabilité de panne du système. De plus, lors de ses événements imprévus, on teste souvent l'état du système à l'instant considéré, ce qui signifie que, comme l'exécution des mesures correctives prend un certain temps, celles-ci interviendront sur un état du système tout à fait différent.

En conséquence on a pris la décision d'essayer de créer un programme de sécurité qui soit basé sur les probabilités et les prévisions. De plus, nous tenons compte des relations entre les programmes de sécurité et les prévisions d'exploitation. Nous avons l'intention d'utiliser une fonction que nous appelons la fonction sécurité, et qui est définie, rapidement, comme suit. C'est la probabilité de panne du système en fonction du futur immédiat concernant l'état instantané du système de production d'électricité et les événements futurs non prévus.

La mise en œuvre de la fonction sécurité nécessite de créer certains autres programmes avec lesquels il faudra assurer l'intégration:

- Estimation de l'état instantané du système.
- Prévision de charge pour la période de temps en cours.
- Prévision d'exploitation économique pour la période en cours.
- Choix de la liste des événements à prendre en considération. (Parmi les très nombreux événements possibles il faut choisir ceux qui jouent un rôle significatif dans la fonction sécurité.)
- Estimation du comportement stochastique du système de production d'électricité à partir des données d'exploitation historiques (essentiellement).
- Constitution d'un modèle stochastique pour déterminer les probabilités des états futurs possibles.
- Création des méthodes d'évaluation convenables.

3.4 Planification de la production

L'objectif des premières phases de TIDAS est de répondre aux besoins les plus urgents en matière d'assistance aux ingénieurs de répartition.

Les programmes temps réel décrits plus haut constitueront un lien important entre les programmes existants de planification à court et à long terme et le système actuel de contrôle de fréquence, qui est la dernière étape du processus d'optimisation.

Un programme perfectionné avait déjà été écrit pour optimiser la planification à court terme d'un système mixte de production d'électricité (énergies thermique et hydraulique). Il n'a cependant pas été couramment utilisé, car il fallait souvent réorganiser la planification et que la préparation des données était absorbante. Ce dernier problème devrait être résolu grâce à TIDAS. On a cependant montré qu'il est difficile d'obtenir à partir de l'optimisation des résultats qui correspondent bien à la réalité.

En considérant le très important travail nécessaire pour une optimisation automatisée de ce type, et également la difficulté de prendre en compte de façon correcte une réalité complexe, nous ne pensons pas qu'un programme d'optimisation totale soit la meilleure solution. Il semble plus adéquat d'avoir un jeu de programmes de simulation pour des éléments significatifs du système de production d'électricité et grâce auquel les répartiteurs pourraient comparer diverses mesures au point de vue technique et économique et choisir la meilleure solution.

Jusqu'à maintenant notre attention a surtout porté sur le maintien du système de production d'électricité à l'état normal le plus longtemps possible. Cependant, nous avons l'intention de nous pencher davantage sur les «autres» états: alerte, urgence et rétablissement. Les objectifs des programmes adaptés à ces états seraient:

- Alerte. Aider le répartiteur à imposer des contraintes et à revenir à l'état normal en un temps minimal (par exemple réorganisation des structures de production).
- Urgence. Aider le répartiteur à empêcher l'extension de l'état d'urgence pour réduire au minimum la portée et la durée des pannes. (Par exemple étude a posteriori, analyse de panne.)
- Rétablissement. Aider le répartiteur à revenir à l'état normal en un temps minimal (par exemple stratégie de remise en charge des groupes de production).

4. Conclusion

La création d'un puissant système de traitement des données pour les tâches de répartition dans un grand système de production d'électricité est très compliquée et très coûteuse. L'exploitation et le développement d'un système de production d'électricité sont dynamiques. Pour cette raison il est important que le système informatique soit conçu de façon à pouvoir s'adapter et évoluer tant du point de vue matériel que du point de vue logiciel. Un système de répartition n'est

jamais terminé. Il est donc bon de faire une planification à long terme du développement. C'est sur ces bases que nous avons établi TIDAS dont nous espérons en conséquence qu'il sera pendant de nombreuses années un outil utile de contrôle de la production d'électricité en Suède.

Adresse des auteurs:

L. Gustafsson et J. Lindqvist, Statens Vattenfallsverk, S-16287 Vällingby, Suède.

Computerunterstützte Finanzmodelle in Elektrizitätsversorgungsunternehmungen (Auszug aus einem Bericht für das Symposium über Informatik der UNIPEDE)

Von H. Tröscher

Es wird gezeigt, dass die kalkulatorischen und pagatorischen Aspekte der strategischen Planung mit Hilfe des Kalkulationszinsfusses in einem zweistufigen Planungsprozess koordiniert werden können. In diesem Zusammenhang wird ein Finanzmodell vorgestellt, mit dem die finanziellen Auswirkungen der nach Rentabilitätsgesichtspunkten ermittelten Ausbaustrategien untersucht werden können. Die Anwendungsmöglichkeiten des Finanzmodells werden anhand von vier Fallstudien aufgezeigt.

1. Koordination der kalkulatorischen und pagatorischen Aspekte bei der strategischen Planung

Es gehört zu den wesentlichen Aufgaben der strategischen Planung bzw. Unternehmensplanung, die Interdependenzen zwischen kalkulatorischen (z. B. Rentabilitäts-) und pagatorischen (z. B. Finanzierungs-) Gesichtspunkten zu berücksichtigen, um die Grundlagen für abgestimmte Investitionsentscheidungen zu liefern. Diese Abstimmung führt jedoch in der Praxis zu einem zweistufigen und iterativen Planungsprozess, in dessen Verlauf eine Reihe von Planungsschritten mehrfach wiederholt werden müssen.

Der zweistufige und iterative Charakter der strategischen Planung wird hauptsächlich bedingt durch die

- Interdependenzen, insbesondere zwischen den Bereichen Erzeugung, Übertragung und Finanzen,
- Komplexität des Planungsprozesses und dadurch notwendige Dekomposition in kalkulatorische und pagatorische Planungsaufgaben.

Bei manueller Planung lässt sich der iterative Prozess aus Zeitgründen meistens nicht realisieren. Es bleibt in der Regel bei der Berechnung weniger Planungsalternativen, die in den einzelnen Unternehmensbereichen zum Teil unabhängig voneinander und ohne fortwährende Abstimmung durchgeführt werden.

Die beim zweistufigen und iterativen Planungsvorgang notwendige *sukzessive* Bestimmung der Pläne lässt sich umgehen, wenn es mit Hilfe von mathematischen Optimierungsverfahren gelingt, die kalkulatorischen und pagatorischen Planungsaufgaben *simultan* zu berücksichtigen und zu lösen.

Übertragen auf die Elektrizitätswirtschaft würde das bedeuten, dass simultan sowohl die Erzeugungs- und Netzaus-

L'exposé montre que les aspects techniques dépendant du calcul et les aspects financiers de la stratégie de planification peuvent se coordonner à l'aide du taux d'actualisation, dans le cadre d'un processus de planification en deux phases. Un modèle financier présenté sous ce rapport permet d'analyser les répercussions financières des stratégies de développement déterminées selon les points de vue de rentabilité. Les possibilités d'application des modèles financiers ont été mentionnées, par l'étude de quatre cas.

baupläne als auch die Erfolgs- und Finanzpläne aufeinander abgestimmt und optimiert werden können.

In der Praxis hat sich aber gezeigt, dass der Anwendung simultaner Planungsverfahren noch enge Grenzen gesetzt sind. Die Gründe dafür liegen hauptsächlich in den Schwierigkeiten, komplexe reale Systeme hinreichend genau durch mathematische Optimierungsverfahren abzubilden.

Es wurde deshalb versucht, einen Kompromiss zu finden, mit dessen Hilfe die notwendigen Planungsaufgaben in praktikabler Weise teils simultan, teils sukzessiv durchgeführt werden können.

Dieser Kompromiss lässt sich folgendermassen charakterisieren:

- Grobauswahl der Investitionspläne in der ersten Stufe unter Zuhilfenahme eines Kalkulationszinsfusses und unter Einsatz simultaner Investitionsentscheidungsverfahren in Teilbereichen (z. B. Erzeugungsausbauplanung) nach Rentabilitätskriterien.

- Feinauswahl der Investitionspläne in der zweiten Stufe nach Finanzierungskriterien.

Im Gegensatz zu dem einstufigen simultanen Optimierungsverfahren muss bei dem vorgeschlagenen zweistufigen Verfahren für die Auswahl der Investitionsalternativen ein Kalkulationszinsfuss vorgegeben werden. Mit Hilfe des Kalkulationszinsfusses wird der Barwert der Kosten für die einzelnen Investitionsalternativen ermittelt. Der Kalkulationszinsfuss entspricht der Verzinsung, die ein Investor von einer Investition erwartet. Die Grobauswahl der Investitionsalternativen erfolgt nun anhand des Minimierungskriteriums der Kapitalwertmethode, wonach die Investitionen bevorzugt